

RESERVADO

UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA
INSTITUTO SUPERIOR DE ECONOMIA E GESTÃO

MESTRADO EM: ECONOMIA E POLÍTICA DA ENERGIA E DO AMBIENTE

ANÁLISE DO RISCO DA
EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA

Gilda Isabel Rilho Morgado Caetano

ORIENTAÇÃO: PROFº DRº Eduardo Couto

JANEIRO/2006

JÚRI

PRESIDENTE- DOUTOR Manuel Francisco Pacheco Coelho

VOGAIS- DOUTORA Natália Regina Morgado de Lemos Teixeira
DOUTOR Eduardo Barbosa do Couto



À memória do meu sogro

À generosidade dos meus pais



Agradecimentos

Gostaria de agradecer particularmente ao meu marido José Fuso e ao meu filho Gonçalo Fuso que nunca recusaram dar-me o seu apoio durante os dois anos de estudo.

Os meus agradecimentos ao Professor Doutor, Eduardo Couto, pela sua amável orientação. Eles vão igualmente para o meu coordenador de mestrado, Professor Doutor Álvaro Martins.

Uma palavra especial de agradecimento à experiência dos Professores Doutores José Passos e Bernardo Vaz.

Tenho que agradecer ainda aos meus colegas de trabalho a quem solicitei informações ao longo da preparação deste trabalho e aos bibliotecários do Instituto Superior de Economia e Gestão, Senhor Carlos Marques e Senhor Pedro Luís.

ÍNDICE

0. INTRODUÇÃO	9
1 REVISÃO DA LITERATURA	12
1.1 Diferentes aproximações para estimar o custo de capital próprio	12
1.2 Problemas do CAPM	16
1.2.1 Não existe acordo relativamente ao Activo sem risco.....	17
1.2.2 A determinação do prémio de risco não é um exercício consensual.....	18
1.2.3 A estabilidade e os determinantes do coeficiente beta constituem dois dos maiores problemas deste modelo.....	22
1.2.4 Horizonte temporal, Frequência e Risco sistemático.....	24
1.2.5 Determinação do beta de uma empresa não cotada em bolsa	27
1.2.6 Escolha da carteira de mercado apropriada.....	27
1.3 Impacto do risco de regulação sobre o beta.....	28
1.3.1 Métodos de Regulação Económica.....	28
1.3.2 Impactos dos regimes de regulação	31
2 HIPÓTESES DE TRABALHO E DADOS.....	35
2.1 Hipóteses de trabalho	35
2.2 Dados.....	37
3 METODOLOGIA DE ESTIMAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO DA EMPRESA REGULADA	43
3.1 Utilização do modelo CAPM na determinação do custo do capital próprio	43
3.2 Determinação dos Parâmetros do CAPM.....	45
3.2.1 Activo sem Risco a utilizar na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição	45
3.2.2 Prémio de risco a utilizar na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição	45
3.2.3 Beta a utilizar na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição	46
4 ANÁLISE EMPÍRICA.....	49
4.1 Alguns condicionamentos das actividades desenvolvidas pelo Grupo EDP	49
4.1.1 Risco Regulatório da EDP Distribuição.....	51
4.1.2 Risco Específico do Grupo EDP.....	54

4.2	Determinação dos parâmetros do CAPM.....	56
4.2.1	Activo sem risco	56
4.2.2	Prémio de risco	57
4.2.3	Beta do capital próprio e do activo da EDP Distribuição	60
4.2.4	Determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição	71
5	SUMÁRIO DAS CONCLUSÕES.....	73
6	ANEXO	75
6.1	Anexo 1	75
6.1.1	Enquadramento histórico da EDP	75
6.1.2	Actividades do grupo EDP e um dos seus objectivos estratégicos	79
6.2	Anexo 2	91
7	BIBLIOGRAFIA	103

Índice de Tabelas

Tabela 1-1- Regressão dos rendimentos mensais, de Julho de 1963 a Dezembro de 1990, sobre a carteira de mercado, o valor de mercado (ME) e o rácio "book-value"/valor de mercado (BE/ME)	15
Tabela 1-2- Prémios de risco sobre obrigações do tesouro de curto-prazo em alguns países ocidentais entre 1900 e 2000	20
Tabela 1-3- Estimativas do risco sistemático para diferentes tipos de activos financeiros	26
Tabela 1-4- Enviesamentos na estimativa do beta devido ao não sincronismo das transacções	26
Tabela 1-5- Variáveis controladas pelos diferentes métodos de regulação	32
Tabela 1-6- "Asset" beta médio por regime de regulação e sector de actividade	33
Tabela 2-1- Potenciais Empresas Comparáveis com a EDP Distribuição	38
Tabela 2-2- Empresas reguladas por "cost of service" utilizadas indirectamente na determinação do custo do capital próprio da EDP Distribuição	41
Tabela 2-3- Empresas europeias integradas utilizadas indirectamente na determinação do custo do capital próprio da EDP Distribuição	41
Tabela 2-4- Carteiras de mercado representativas de alguns países	42
Tabela 3-1- Análise comparativa entre algumas aproximações utilizadas para estimar o custo de capital próprio	43
Tabela 4-1- Evolução dos fornecimentos SEP e SENV (GWh) entre 1999 a 2003	53
Tabela 4-2- Testes de normalidade à série relativa ao prémio de risco para os EUA (1928-2003)	58
Tabela 4-3- Erro-padrão e número de observações para diferentes horizontes temporais na estimação do "equity" beta da EDP Distribuição	64
Tabela 4-4- Erro-padrão da estimativa do "equity" beta das empresas comparáveis com a EDP distribuição para diferentes frequências dos dados e 1 ano de horizonte temporal	66
Tabela 4-5- Estimativa do "equity" beta das empresas comparáveis com a EDP Distribuição para diferentes frequências e um intervalo de estimação de 1 ano	68
Tabela 4-6- "Asset" Beta dos diferentes comparadores	69



Tabela 4-7- “Asset” betas para o sector da electricidade e por regime regulatório70

Tabela 6-1- Volume de negócios do grupo EDP em 200380

Tabela 6-2- Evolução da *Produção Líquida do Grupo EDP*(GWh)82

Tabela 6-3- *Potência Máxima do grupo EDP em 31 de Dezembro (MW)*83

Tabela 6-4- Evolução das perdas de distribuição de electricidade84

Tabela 6-5- *Investimento Operacional do grupo EDP (milhares de euros)*85

Tabela 6-6- *Produção líquida da Hidrocentrálica (GWh)*88

Tabela 6-7- Evolução da Potência Máxima e Produção líquida da actividade de produção do grupo EDP no Brasil.....89

Tabela 6-8- Empresas de distribuição de electricidade- início da privatização (Brasil)96

Índice de Figuras

Figura 1-1- Rendibilidades reais das acções, títulos da dívida de curto e longo-prazo em 12 países ocidentais, usando médias geométricas, entre 1900-2000	18
Figura 1-2- Prémios de riscos em alguns países ocidentais entre 1900 e 2000	19
Figura 1-3- Configuração do Monopólio Natural e Políticas de Preços.....	29
Figura 4-1- Estrutura do EBITDA das empresas do grupo EDP (1º Semestre de 2004)	50
Figura 4-2- Evolução dos proveitos permitidos a preços constantes de 2004 nos dois períodos regulatórios	52
Figura 4-3- Risco regulatório para a EDP Distribuição devido ao desajuste no consumo estimado (valores nominais em milhões de euros).....	53
Figura 4-4- Evolução dos resultados da EDP Distribuição entre 1998 e 2003 (milhões de euros)	54
Figura 4-5- Evolução mensal da produção fornecida à REN e do Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica em 2003	55
Figura 4-6- Evolução mensal do Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica e do custo do combustível médio por central em 2003	55
Figura 4-7- Evolução da taxa de rendibilidade das obrigações do tesouro de longo-prazo (10 anos).....	56
Figura 4-8- Regressão linear do prémio de risco para os EUA no período 1928/2003.....	58
Figura 4-9- Regressão linear das rendibilidades EDP versus PSI20: 1999/2003.....	61
Figura 4-10- Evolução dos resíduos no tempo, obtidos a partir dos ajustamentos dos "equity" betas das empresas directamente comparáveis com a EDP Distribuição sobre o tempo.....	65
Figura 4-11- Intervalos de confiança dos valores médios dos "equity" betas das empresas directa e indirectamente comparáveis	67
Figura 6-1- As empresas do grupo EDP	79
Figura 6-2- Sistema Eléctrico Nacional	81

0. INTRODUÇÃO

No presente documento procura demonstrar-se qual o risco de mercado a que uma empresa regulada está exposta e determinar-se um dos elementos essenciais da análise financeira dessa empresa, o custo de capital próprio. A determinação deste valor é importante porque constitui uma das componentes do custo de capital da actividade regulada, isto é, a sua remuneração. Assim, o interesse da sua estimação deriva da correcta determinação da remuneração do capital para o bom desempenho das actividades da empresa regulada, pois dela depende o seu equilíbrio económico-financeiro.

A empresa analisada, a EDP- Distribuição Energia, S.A, doravante designada por EDP Distribuição, que integra o grupo EDP- Energias de Portugal, S.A, é regulada pelo mecanismo de controlo dos preços ou "price-cap" e opera na área de distribuição e comercialização de energia eléctrica.

Um dos objectivos deste trabalho é a demonstração da influência do regime de regulação sobre o risco de mercado da EDP Distribuição. O mecanismo de controlo dos preços, ou "price-cap", comparativamente com a regulação por taxa de rendibilidade máxima, ou "cost-of-service", apresenta-se como uma forma de criação de incentivos à redução de custos, beneficiando os consumidores em resultado da redução dos preços.

Apesar disso, no decurso do período regulatório podem ocorrer alterações nos custos e na procura, o que constitui um factor de risco para a empresa. Este risco regulatório é uma das particularidades das actividades desenvolvidas pela EDP Distribuição a ter em consideração na determinação do risco das actividades, porque conduz a um aumento do custo de capital da empresa

regulada, resultante, nomeadamente, da exigência dos accionistas de um retorno mais elevado do capital investido. Desta forma, prevê-se um maior risco de mercado para uma empresa regulada, decorrente de um esquema de incentivos elevados, face ao risco de mercado de empresas reguladas por taxa de rendibilidade máxima.

A fim de facilitar a localização do conteúdo do trabalho, identificam-se as matérias contidas em cada capítulo:

■ Capítulo 1 – Revisão da Literatura

Neste capítulo será feita a apresentação de algumas aproximações teóricas que têm sido utilizadas na determinação do custo de capital próprio, bem como, de alguns dos problemas largamente discutidos na literatura relacionados com uma daquelas teorias "Capital Asset Pricing Model" (CAPM).

■ Capítulo 2 – Hipóteses de Trabalho e Dados

As hipóteses de trabalho serão apresentadas tendo em consideração as evidências empíricas referidas no capítulo anterior. Será ainda feita a descrição do tipo de dados utilizados na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição.

■ Capítulo 3- Metodologia de Estimação do Custo de Capital Próprio da

Empresa Regulada;

A análise comparativa entre os vários modelos será mostrada para escolher qual a melhor aproximação na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição. O modelo CAPM será escolhido, por constituir um método mais transparente ao introduzir menos subjectividade comparativamente às outras alternativas. É feita ainda a explicação acerca do modo de obtenção dos parâmetros do modelo CAPM, da qual sobressai a aproximação utilizada para se determinar o beta de uma empresa regulada não cotada em bolsa.

■ Capítulo 4- Análise Empírica

Neste capítulo serão obtidos os parâmetros do modelo CAPM necessários à determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição, nomeadamente a taxa de rendibilidade do activo sem risco, o prémio de risco de mercado e o beta.

Irà mostrar-se que o beta do grupo EDP não é o beta da empresa regulada, por o grupo EDP resultar da combinação de várias actividades por ele desenvolvidas e ainda, que o beta da EDP Distribuição será calculado com base numa aproximação muito utilizada pelos reguladores.

■ Capítulo 5- Sumário das Conclusões

Conclui-se que o valor do "asset" beta estimado para a EDP Distribuição se afigura coerente, tendo em conta o valor obtido para as empresas reguladas por "cost-of-service", o que traduz um risco de mercado mais elevado que deriva do risco regulatório. Este valor é superior ao obtido pela ERSE (2001) na 2ª revisão do período regulatório, o que denota o reconhecimento pela ERSE de uma actividade menos arriscada. Por sua vez, não se pode ignorar que a falta de consensualidade à volta dos outros parâmetros do modelo CAPM, faz ressaltar a sensibilidade da determinação do custo de capital próprio face à rentabilidade do activo sem risco e ao prémio de risco de mercado.

■ Anexos

No Anexo 1 será feita a apresentação do Grupo EDP, e no Anexo 2 far-se-á uma descrição de algumas empresas comparáveis com a EDP Distribuição Energia.

1 REVISÃO DA LITERATURA

1.1 DIFERENTES APROXIMAÇÕES PARA ESTIMAR O CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO

Da teoria de **Markowitz** (1952, 1957) nasceu o modelo "Capital Asset Pricing Model" (CAPM) (Sharpe, 1964), que permitiu a William Sharpe, em 1990, obter o Prémio Nobel de Economia.

No modelo CAPM a rendibilidade esperada de um activo financeiro "i" é descrita pela seguinte equação.

$$E(R_i) = R_f + \frac{(E(R_m) - R_f)}{\sigma_m^2} \text{cov}(i, m) \quad \text{Equação 1-1}$$

A equação anterior define o excesso da rendibilidade esperada do activo "i", como sendo igual ao beta do activo "i" multiplicado pelo prémio de risco, bem como que a sua rendibilidade esperada é uma função linear do risco. O risco é dado pelo rácio $\frac{\text{cov}(i, m)}{\sigma_m^2}$, que representa a medida do risco sistemático ou não diversificável (beta), referindo-se mais especificamente à volatilidade do activo "i" relativamente ao mercado.

Uma alternativa ao modelo CAPM foi apresentada no artigo de Stephen Ross de 1976 "Arbitrage Pricing Theory" (APT), devido à sua dependência de hipóteses restritivas, tais como a ausência de custos de transacção.

O modelo APT define o excesso da rendibilidade esperada de um activo financeiro "i", como sendo igual à soma do prémio de risco para cada um dos k-factores multiplicado pelo respectivo beta. Cada um dos betas é uma medida da sensibilidade da rendibilidade do activo relativamente ao k-factor, que representa o risco que não pode ser diversificado (conforme equação 1-2).

$$E(R_i) = R_f + \beta_1 (E(R_1) - R_f) + \beta_2 (E(R_2) - R_f) + \dots + \beta_k (E(R_k) - R_f) \quad \text{Equação 1-2}$$

onde,

$(E(R_k) - R_f)$ é o prémio de risco para cada um dos k-factores do modelo.

Quer o CAPM, quer o APT, são modelos teóricos que medem a rendibilidade esperada de um activo financeiro "i" ao definirem uma medida de risco não-diversificável, capturada por um ou vários betas e ao estabelecerem que o excesso da rendibilidade esperada é proporcional a um ou vários betas. O CAPM pode ser considerado como um caso especial do Modelo de Valorização por Arbitragem por existir apenas uma única fonte de risco sistemático (a carteira de mercado).

Todavia, o modelo APT não determina o número de k-factores (Connor e Korajczyk, 1993), bem como, não identifica as componentes de risco, sugerindo apenas que existem alguns factores sistemáticos cuja combinação linear dos seus rendimentos determina o rendimento do activo financeiro "i" (Chen, Roll e Ross, 1986).

Assim, em 1986 Chen, Roll e Ross definiram um Modelo Multifactorial que tenta especificar os factores macroeconómicos que influenciam a remuneração de um activo.

Sugeriram as seguintes variáveis macroeconómicas como fontes de risco sistemático que influenciam a remuneração de um activo: variação mensal da produção industrial (MP), variação da inflação esperada (DEI), inflação não esperada (UI), prémio de risco (UPR) e variação da curva de rendimentos (UTS), (conforme equação seguinte).

$$E(R_i) = a + b_{MP}MP + b_{DEI}DEI + b_{UI}UI + b_{UPR}UPR + b_{UTS}UTS + e \quad \text{Equação 1-3}$$

Chen, Roll e Ross com base numa amostra de dados de rendibilidades mensais de carteiras de activos entre Janeiro de 1958 e Dezembro de 1984, dividida em

4 sub-períodos¹, que foram agrupadas em 4 grupos (A a D) de acordo com o seu valor de mercado no início de cada período, examinaram a importância de cada um daqueles factores macroeconómicos nos 4 grupos, tendo para o grupo B e sub-período 1958-1984 obtido os seguintes resultados para a rentabilidade esperada do activo "i":

$$E(R_i) = 4,124 + 13,589 MP - 0,125 DEI - 0,629 UI + 7,205 UPR - 5,211 UTS \text{ Equação 1-4}$$

Fama e French em 1992 desenvolveram um "Modelo Proxy" como uma alternativa aos modelos anteriormente apresentados. Esta aproximação pretende explicar as diferenças entre os rendimentos dos activos ao longo do tempo com base em variáveis específicas da empresa, em vez de dados históricos relativos a factores de mercado ou macroeconómicos.

No seu estudo mostraram para o período de 1963 a 1990, não existir uma relação linear entre os rendimentos dos activos e o β que mede a volatilidade dos rendimentos relativamente à carteira de mercado NYSE² e, confirmaram a importância do rácio activo/valor de Mercado (BE/ME) e do valor de mercado (ME) como variáveis explicativas dos rendimentos dos activos.

A tabela 1-1 mostra os resultados das várias regressões das rentabilidades mensais dos activos financeiros sobre o mercado e sobre a dimensão da empresa, nomeadamente que existe uma forte relação entre as rentabilidades esperadas dos activos e a dimensão da empresa e, que o mercado não é estatisticamente significativo.

¹ 1ºP-1958-1984, 2ºP-1958-1967, 3ºP-1968-1977 e 4ºP-1978-1984.

² New York Stock Exchange

Tabela 1-1- Regressão dos rendimentos mensais, de Julho de 1963 a Dezembro de 1990, sobre a carteira de mercado, o valor de mercado (ME) e o rácio "book-value equity"/valor de mercado (BE/ME)

β	$\ln(\text{ME})$	$\ln(\text{BE/ME})$
0,15 (0,46)		
	-0,15 (-2,58)	
-0,37 (-1,21)	-0,17 (-3,41)	
		0,50 (5,71)
	-0,11 (-1,99)	0,35 (4,44)

Fonte: Fama e French em 1992

Com base na tabela anterior a rendibilidade esperada de um activo pode ser estimada com base na equação seguinte, que descreve a relação entre os rendimentos dos activos e as duas variáveis específicas da empresa.

$$E(R_i) = 1,77\% - 0,11 \ln(\text{ME}) + 0,35 \ln(\text{BE/ME}) \quad \text{Equação 1-5}$$

Fama e French (2001) utilizaram o **Modelo de Gordon** ou modelo dos dividendos descontados para estimar a rendibilidade dos activos e o prémio de risco, assumindo uma taxa de crescimento dos dividendos constante. O modelo dos dividendos descontados (DCM³), baseia-se no princípio de que o valor de mercado de qualquer activo reflecte o valor actual dos cash-flows que produzirá no futuro. Extrapolando para as acções, o preço de uma acção reflecte o valor actual do pagamento futuro de dividendos.

Assumindo que o pagamento futuro de dividendos cresce no futuro a uma taxa constante, pode obter-se a seguinte equação:

³ Discounted Cash Flows.

$$E(R_e) = \frac{E(D_1)}{P_0} + E(g) \quad \text{Equação 1-6}$$

onde,

$E(R_e)$ é o custo de capital próprio

P_0 é o preço da acção no princípio do ano;

$E(g)$ é a taxa de crescimento dos dividendos e,

$E(D_1)$ é o pagamento esperado de dividendos no primeiro ano.

De acordo com a equação anterior o custo de capital próprio de um investimento é igual à soma da rendibilidade esperada para os dividendos no primeiro ano, com a taxa de crescimento esperada para os mesmos.

1.2 PROBLEMAS DO CAPM

Para usar o modelo representado na equação 1-1, são necessários três inputs, que constituem entre outros alguns dos problemas deste método, que têm sido largamente discutidos na literatura. Alguns dos problemas referem-se à:

- Definição do activo sem risco⁴, para o período temporal em análise;
- Estimação do prémio de risco de mercado, exigido pelos investidores para investirem na carteira de mercado,
- Estimação do beta, que mede o risco que um certo investimento adiciona à carteira de mercado;
- Frequência, horizonte temporal e risco sistemático e,
- Escolha da carteira de mercado apropriada

⁴ O activo sem risco e o prémio de risco são os parâmetros de mercado que são aplicados a todas as empresas numa análise "cross-section".

1.2.1 Não existe acordo relativamente ao Activo sem risco

O activo financeiro sem risco deve ser aquele que não apresenta nenhuma correlação com a rendibilidade de mercado, isto é, o seu coeficiente β é igual a zero.

Damodaran (2002) propõe que a taxa de juro do activo sem risco deve corresponder à taxa de juro real das obrigações do tesouro do mercado financeiro dos EUA quando não existem entraves à circulação do capital. Quando existem entraves à mobilidade do capital, a rendibilidade real do activo sem risco no longo-prazo deve corresponder à taxa de crescimento real da economia no longo-prazo.

Wright, Mason e Miles (2003) definem que uma taxa de juro real sem risco razoável se deve situar em torno de 2,5%.

O consultor Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM, 2004) na última revisão regulatória dos preços da electricidade para a actividade de Distribuição de energia eléctrica considerou um intervalo com limites inferior de 2,25% e superior de 3,00%.

Num recente estudo da National Economic Research Associates⁵ (NERA, 2004) foi estimado um valor de 2,9% para a taxa de juro do activo sem risco.

A Entidade Reguladora do Sector Energético (ERSE) tem considerado a taxa de juro real das Obrigações do Tesouro do mercado português com uma maturidade de 10 anos. Na 2ª revisão regulatória em 2001, para o período 2002-2004, a ERSE considerou para a taxa de juro real do activo sem risco um valor, compreendido entre 2,6% e 3,2%.

⁵ Para a EDF Energia.

1.2.2 A determinação do prémio de risco não é um exercício consensual

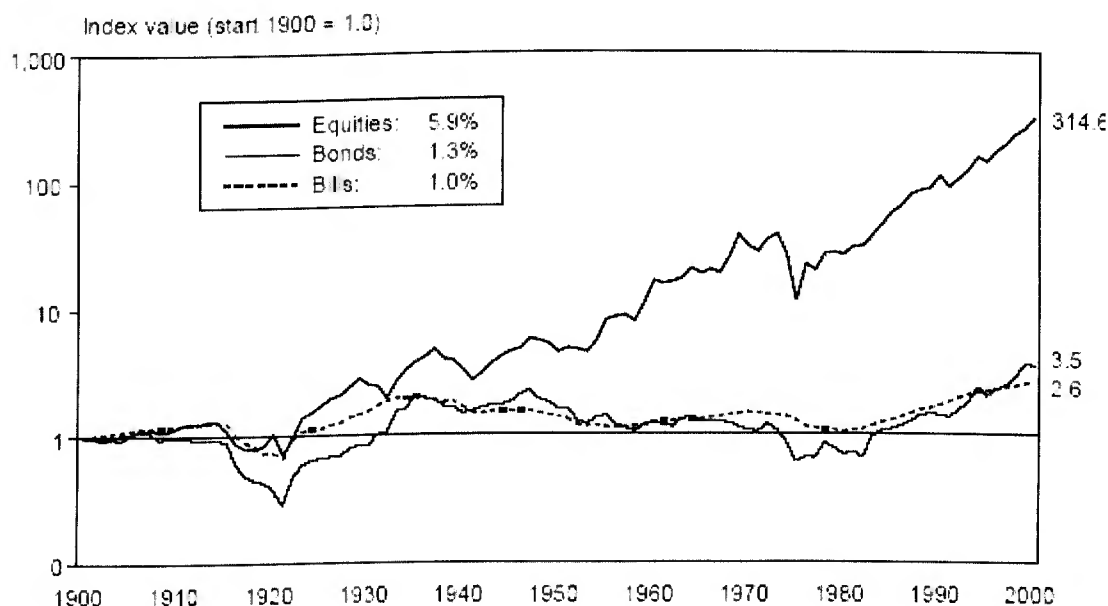
O prémio de risco de mercado reflecte o prémio requerido pelos investidores sobre a taxa de juro do activo sem risco, quando investem numa carteira de mercado perfeitamente tradutora da situação do mercado.

O prémio de risco pode ser medido em relação à taxa de rendibilidade do activo financeiro sem risco, de curto-prazo ou de longo-prazo.

Brealey e Myers (1996) com base numa aproximação histórica sugeriram um valor de 8,5% para o prémio de risco.

Em 2000, o estudo empírico de Dimson, Marsh e Staunton acerca do risco e rendibilidade em 12 países ocidentais no período de 1900 a 2000 mostra que as acções têm uma performance superior às dos títulos de dívida pública de longo e de curto-prazo. No caso das acções a rendibilidade real foi de 5,9%, enquanto que a dos títulos de dívida pública de longo-prazo foi de 1,3%, e a dos títulos de dívida pública de curto-prazo foi de 1% (conforme figura 1-1).

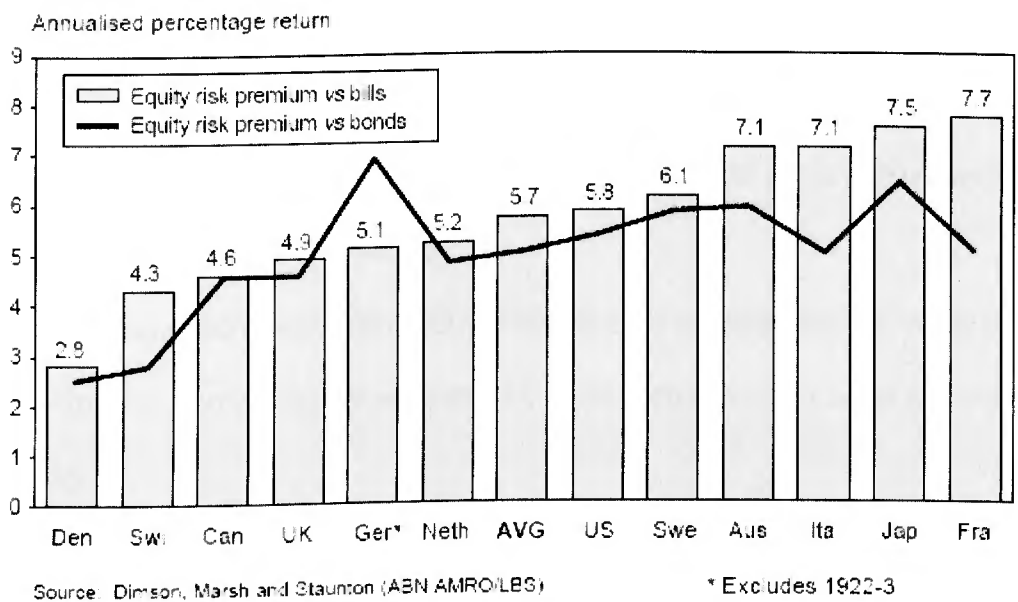
Figura 1-1- Rendibilidades reais das acções, títulos da dívida de curto e longo-prazo em 12 países ocidentais, usando médias geométricas, entre 1900-2000



Source: Dimson, Marsh and Staunton (ABN AMRO/LBS)

Com base no referido estudo Dimson, Marsh e Staunton (2000) mostram que os títulos de dívida pública de longo-prazo constituem um investimento mais arriscado, comparativamente aos de curto-prazo, por serem influenciados, quer pela evolução das taxas de juro reais, quer pelas expectativas de inflação. Deste modo, o prémio de risco relativo aos títulos de dívida pública de longo-prazo é mais reduzido do que o prémio sobre a taxa de juro de curto-prazo, conforme se pode observar na figura 1-2. Estes valores foram obtidos considerando a média geométrica.

Figura 1-2- Prémios de riscos em alguns países ocidentais entre 1900 e 2000



Na tabela seguinte apresentam-se alguns dos valores do trabalho de Dimson, Marsh e Staunton (2000), que compara os prémios de risco de vários países ocidentais, calculados com base, quer na média aritmética, quer na média geométrica, a partir de uma série de dados recolhidos entre 1900 e 2000.

Tabela 1-2- Prémios de risco sobre obrigações do tesouro de curto-prazo em alguns países ocidentais entre 1900 e 2000

País	Média Aritmética (%)	Média Geométrica (%)	Diferença (%)	Volatilidade (%)
Reino Unido	6,2	4,5	1,7	19,9
Alemanha	10,0	4,6	5,4	35,3
Países Baixos	6,8	4,8	2,0	22,3
Estados Unidos	7,5	5,6	1,9	19,7
França	9,5	7,1	2,4	23,9

Fonte: Dimson, Marsh e Staunton (2000)

Na tabela anterior pode observar-se que a média aritmética de uma série de rendimentos é sempre maior do que a média geométrica e, quanto maior for a volatilidade do risco desses rendimentos, maior será aquela diferença.

Fama e French (2001) estimaram com base em dados relativos à 2ª metade do século 20 um valor compreendido entre 2,6 e 4,3%, tendo para isso utilizado o modelo dos dividendos descontados.

Na 2ª revisão regulatória em 2001 (2002-2004) a ERSE considerou um valor para o prémio de risco, compreendido entre 4% e 5%, obtidos com base na média geométrica.

Damodaran (2002) propõe a utilização da aproximação histórica desde que a série histórica do prémio de risco revele ser uma série estacionária. No caso de países com mercados financeiros pouco desenvolvidos considera que o prémio de risco deve corresponder à soma entre o prémio de risco para o mercado dos EUA e o prémio de risco do país. De referir ainda, que recomenda também a utilização da média geométrica e da média dos logaritmos das rendibilidades porque anulam o efeito da volatilidade do risco dos rendimentos.

Face à natureza integrada dos mercados financeiros Dimson, Marsh e Staunton (2003) propõem que se adopte um valor global determinado a partir de uma aproximação histórica com dados entre 1900 e 2002, em vez de um valor específico para um país. Estes autores consideram os valores de 3% e 5% para o prémio de risco sobre as obrigações de longo-prazo, calculados com base na média aritmética e geométrica, respectivamente. Estes valores são mais pequenos comparativamente aos apresentados no estudo de 2000 (5 a 6% para a média geométrica e 7,5 a 8,5% para a média aritmética), por existirem mais oportunidades de diversificação para os investidores.

Esta aproximação baseia-se na análise estatística das rendibilidades históricas de mercado e das taxas de juro: são estimados os rendimentos actuais ganhos sobre a taxa de rendibilidade do activo sem risco para um longo período temporal⁶; a diferença, numa base anual entre as duas rendibilidades, define-se como o prémio de risco histórico.

Uma das principais críticas a esta aproximação tem a ver com o facto de se assumir que o prémio de risco não se irá alterar ao longo do tempo, assim como, o prémio de risco não está correlacionado com as taxas de rendibilidade do activo sem risco ou, se estiver, existirá uma relação estável entre eles.

Alguns autores, como Black (1976), Merton (1980), French, Schwert e Stambaugh (1987), Poterba e Summers (1988), Campbell e Hentschel (1992), concordaram quanto à instabilidade do prémio de risco.

Por sua vez, Shome e Smith (1988) mostraram que a aproximação histórica do prémio de risco não é válida por o prémio de risco não ser independente das

⁶ Nunca inferior a um ano, por causa da volatilidade das rendibilidades dos activos.

taxas de juro, bem como, por a relação existente entre eles variar ao longo do tempo.

1.2.3 A estabilidade e os determinantes do coeficiente beta constituem dois dos maiores problemas deste modelo

O modelo CAPM define, ex-ante, uma relação entre o prémio de risco e os betas, que não é directamente observável, assumindo que o risco sistemático de um activo financeiro é constante ao longo do tempo. Este coeficiente é normalmente calculado, usando uma série de dados históricos, pela aplicação da técnica da análise de regressão linear, conforme se pode observar na equação seguinte (Damodaran, 2002).

$$R_{it} = \alpha + \beta R_{mt} + u_{it} \quad \text{Equação 1-7}$$

Blume e Friend e Fama e Macbeth (1973) realizaram estudos empíricos com séries "cross-section", para testar a hipótese de que a intercepção da equação anterior é zero⁷ e a sua inclinação é positiva. Os estudos evidenciaram que ambos os parâmetros eram estatisticamente significativos.

Damodaran (2002) define o resultado da comparação entre a intercepção da regressão termo "a" e o termo $R_f(1-b_i)$ ⁸, por "Jensen's Alpha"⁹.

Em 1972, o estudo empírico de Black, Jensen e Scholes com uma série temporal de dados mensais mostrou que a intercepção da equação 1-7 e a sua inclinação não se mantêm constantes ao longo do tempo.

Blume (1975) mostrou que os betas estimados exibem uma tendência para se aproximarem de 1. Isto acontece, devido à tendência para a diversificação

⁷ O modelo CAPM impõe que a sua intercepção é igual a zero.

⁸ Rearranjando a equação fundamental do modelo CAPM tem-se:

$$E(R_i) = R_f(1-b_i) + b_i E(R_m)$$

⁹ Esta diferença fornece uma medida para o investimento no activo "i" acerca da volatilidade dos rendimentos esperados calculados pela análise de regressão:

Se $a > R_f(1-b_i)$ a performance do activo é superior à esperada durante o período de regressão;

Se $a = R_f(1-b_i)$ a performance do activo é igual à esperada durante o período de regressão;

Se $a < R_f(1-b_i)$ a performance do activo é inferior à esperada durante o período de regressão.

das actividades, verificando-se que quanto mais diversificada for a empresa, mais próximo de 1 será o beta, ou seja, mais próximo do beta de mercado.

O estudo empírico de Chen (1982) evidenciou que cerca de metade das "Utilities" analisadas, num total de 100, apresentavam problemas de instabilidade nos betas estimados. A instabilidade do beta foi explicada por variáveis económicas (variação da taxa real do PNB, taxa de inflação) e factores específicos à própria empresa (variação dos dividendos, variação do rácio da dívida e variação dos activos), tendo concluído que a taxa de crescimento real do PNB é um determinante importante do beta, bem como, a alavancagem financeira.

1.2.4 Horizonte temporal, Frequência e Risco sistemático

O termo horizonte temporal corresponde ao período de estimação para o qual é calculado o beta, e o termo frequência de dados indica os intervalos de tempo para os quais a rendibilidade dos activos financeiros está disponível, (diária, semanal, trimestral, mensal).

Se se considerar que as rendibilidades dos activos "i" e "j" não estão correlacionadas, e que a relação entre a rendibilidade do mercado e a rendibilidade do activo "i" se mantém constante para todas as frequências das séries de dados (diárias, semanais, mensais), a análise de regressão linear deve ser feita com dados diários de rendibilidades (Smitthers & CO, 2003)¹⁰.

Estudos empíricos salientam a fraqueza das hipóteses de componentes aleatórias independentes e identicamente distribuídas.

No entanto, nenhum deles define qual a melhor frequência que providencia o valor correcto do beta, ou seja, o estimador não enviesado de beta.

¹⁰ É um resultado que deriva das propriedades do modelo de regressão linear. Assume-se que:

- $E(\mu_{it}) = 0 \rightarrow$ o valor médio do termo de cada perturbação aleatória é nulo;
- $\sigma(u_{it}, u_{jt}) = 0 \rightarrow$ é nula a covariância entre perturbações aleatórias (conhecida como hipótese de autocorrelação) e, $\text{Var}(u_{it}) = \sigma^2 \rightarrow$ a variância das perturbações aleatórias é constante (conhecida como hipótese de homoscedasticidade).
- O β é a medida de risco do activo:

$$\beta = \frac{\sum_{t=1}^T (R_{it} - R_i)(R_{mt} - R_m)}{\sum_{t=1}^T (R_{mt} - R_m)^2} \quad \text{onde, T é o número total de observações diárias.}$$

O beta " β " segue uma distribuição normal, de média β e variância de $1/(T-2) * \frac{\sigma_i^2}{\sigma_m^2}$.

Se T for agregado em n períodos (semanais, mensais, anuais, etc) serão produzidas T/n observações, e o desvio padrão da estimativa do parâmetro β será aproximadamente \sqrt{n} vezes maior do que o desvio padrão obtido na série diária de T observações.

Levhari e Levy (1977) estudaram os rendimentos de 101 activos transaccionados no New York Stock Exchange, no período de 1948 a 1968, para avaliar o impacto da frequência dos dados sobre o risco sistemático.

Estes autores concordaram que os estudos empíricos do modelo CAPM, realizados anteriormente por Lintner (1965), Jensen (1968,1972), Miller e Scholes (1972), Douglas (1969), Roll (1969), o horizonte temporal foi seleccionado arbitrariamente: Miller e Scholes utilizaram uma frequência anual, Douglas utilizou dados trimestrais e anuais, Jensen utilizou rendibilidades mensais e Roll utilizou rendibilidades semanais.

Levhari e Levy mostraram que as disparidades entre os resultados teóricos e os empíricos têm a ver com a discrepância entre o horizonte temporal utilizado e o verdadeiro. Conforme concluíram, os activos com maior risco tendem a ganhar rendibilidades mais pequenas quando comparadas com as esperadas, acontecendo exactamente o inverso com os activos de menor risco, à medida que diminui o número de observações.

A tabela seguinte apresenta alguns dos resultados do trabalho Levhari e Levy, nomeadamente o efeito de alterações da frequência dos dados sobre o risco sistemático.

Tabela 1-3- Estimativas do risco sistemático para diferentes tipos de activos financeiros

Horizonte Temporal (meses)	Activos Defensivos		Activos Arriscados	
	American Can.Corp.	Continental Can	Cerro Corp.	Medusa Portland
1	0,5167	0,7807	1,5876	1,0108
2	0,4886	0,7081	1,6050	1,1431
6	0,3402	0,6616	1,6056	1,0505
10	0,1236	0,4209	1,4159	1,4558
16	0,2049	0,4753	1,8526	2,0514
30	0,0101	0,3536	4,0495	3,2152

Fonte: Levhari e Levy (1977)

Scholes e William (1977) mostraram que a covariância entre o activo e o mercado e a variância do mercado, aumentam com a frequência dos dados quando um activo não é transaccionado frequentemente. Como estes aumentos não são proporcionais a estimação do beta virá enviesada. Esta evidência empírica de que, para frequências diárias, o valor do beta tende a aumentar para os activos com elevada liquidez e a diminuir para os activos com pouca liquidez pode ser observada na tabela seguinte.

Tabela 1-4- Enviesamentos na estimativa do beta devido ao não sincronismo das transacções¹¹

Tipo de activo	Sentido do enviesamento da estimativa do beta
Activos pouco transaccionados	Para baixo
Activos transaccionados em média	Para baixo
Activos muito transaccionados	Para cima

Fonte: Scholes and William (1977)

Smithers & Co (2003) em vez de diminuírem o número de observações sugeriram uma nova equação de regressão linear para resolver o problema da utilização dos dados diários (conforme equação 1-8).

¹¹ Com base em taxas de rendibilidade diárias.

$$R_{it} = \alpha + \beta_1 R_{mt} + \beta_2 R_{mt-1} + \beta_3 R_{mt+1} + u_{it} \quad \text{Equação 1-8}$$

onde,

R_{mt-1} corresponde à rendibilidade do dia anterior e,

R_{mt+1} corresponde à rendibilidade do dia seguinte

Assim, a nova estimativa do beta será igual à soma de $\beta_1 + \beta_2 + \beta_3$. Os novos estimadores representam além da carteira de mercado no momento t , a carteira de mercado no momento $t-1$, e a carteira de mercado no momento $t+1$. A ideia subjacente aos novos estimadores é a de que, para os activos pouco transaccionados, como pode haver omissão de alguns movimentos entre o mercado e o activo "i" no momento t , leva algum tempo para o activo se ajustar ao movimento do mercado, razão pela qual se desfaza de um período a rendibilidade do mercado (R_{mt-1}). Por sua vez, para os activos muito transaccionados, como pode levar algum tempo para o mercado capturar os movimentos do activo "i", deve considerar-se a rendibilidade de mercado no momento $t+1$.

1.2.5 Determinação do beta de uma empresa não cotada em bolsa

Na revisão dos preços da electricidade, relativos ao 2º período regulatório, a ERSE (2001) estimou o "asset" beta da EDP Distribuição utilizando a metodologia da análise "Botton-Up", de acordo com a qual o beta do grupo EDP corresponde à média ponderada dos betas de cada actividade do grupo, pelo peso do valor de mercado de cada negócio, face ao valor do grupo (Damodaran, 2002). O valor encontrado para o "asset" beta da EDP Distribuição, foi de 0,42.

1.2.6 Escolha da carteira de mercado apropriada

O modelo CAPM pressupõe que os investidores têm um perfeito conhecimento dos mercados e não têm nenhuma preferência pelos mercados nacionais,

devendo, por isso, o mercado de referência ser o mercado internacional, ou seja, utilizar-se um índice internacional como referência (Harvey e Gray, 1997).

Damodaran (2002) sugere a utilização do índice global, se o investidor marginal¹² for um investidor global, e a escolha de índices nacionais, se aquele investidor for local.

Na revisão do 2º período regulatório (2001) a ERSE optou por índices nacionais representativos. Os consultores OFGEN (2004) e Nera (2004) também optaram por carteiras de mercado nacionais na elaboração dos seus trabalhos.

1.3 IMPACTO DO RISCO DE REGULAÇÃO SOBRE O BETA.

1.3.1 Métodos de Regulação Económica

Santos (1995) considera que em certas situações existe uma necessidade de intervir por parte de tutelas e agências de regulação, por forma a assegurar resultados socialmente desejáveis, os quais, de outro modo não serão alcançados. Uma das razões pelas quais falham as condições ideais de concorrência perfeita, justifica-se pelo poder de monopólio natural.

O monopólio natural tem origem na característica particular de uma tecnologia: a forma eficiente de produção é a existência de uma única empresa. A convergência para uma estrutura monopolista resulta da existência de economias à escala crescentes no caso de uma empresa uni-produto. No caso de uma empresa multi-produto um monopólio natural é definido com base, não em economias de escala, mas no conceito de uma função de custos sub-aditiva.

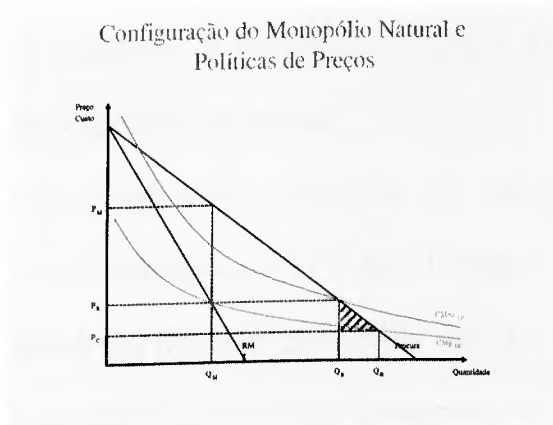
Como a empresa opera numa situação de economias de escala crescentes, a sua curva de custos médios está acima da sua curva de custo marginal,

¹² O investidor marginal é o mais diversificado e o que apresenta maior probabilidade para realizar certo investimento em qualquer momento do tempo.

pelo que, se a empresa vender ao custo marginal ("first-best"), incorrerá em prejuízos, e se praticar o preço de monopólio, ocorrerá uma perda de bem estar social.

A intervenção do Estado é, por isso, necessária, por não ser possível praticar a tarifação ao "first- best": preço igual ao custo marginal (Braeutigam, 1989), por a empresa monopolista incorrer numa situação de prejuízo (conforme se pode observar na figura seguinte) .

Figura 1-3- Configuração do Monopólio Natural e Políticas de Preços



Fonte: (Braeutigam, 1989)

A regulação económica¹³ é uma forma de intervenção do Estado na economia, dirigida sobretudo a estruturas de mercado com características específicas: monopólios naturais, visando substituir-se à concorrência, onde o regulador é definido como o agente que actua na defesa do interesse geral, instituindo um sistema de controlo de regulação que se aproxime tanto quanto possível de um mercado de concorrência (Santos, 1995).

As "Public Utilities" ("Utilities") apresentam características de monopólio natural: é o caso, das redes de transporte e distribuição de gás natural e electricidade

¹³ A regulação económica pode ser "Transversal", relacionada com objectivos gerais, e "Sectorial", relativa aos objectivos específicos. Em Portugal, a actuação transversal é exercida pela Autoridade da Concorrência, enquanto que a intervenção sectorial é praticada por diversos organismos que regulam sectores específicos, dos quais se destaca a ERSE, por ser a entidade reguladora dos Serviços Energéticos.

e das redes de transporte e distribuição de telecomunicações. Todavia, a recente evolução tecnológica no sector das telecomunicações está a acabar com a lógica dos monopólios naturais naquele sector, passando a enquadrar-se numa regulação no âmbito de políticas de concorrência, em vez de regulação de monopólio natural.

Santos (1990,1995) considera que o papel do regulador sectorial em qualquer país do mundo, passa por fornecer o sistema de parâmetros regulatórios que irão condicionar a rendibilidade dos accionistas das empresas reguladas, quer sejam privadas, cujo objectivo é maximizar o lucro, quer públicas, com o objectivo de maximizar o bem estar social.

Na prática têm sido utilizados dois métodos de regulação das empresas produtoras de bens de utilidade pública ("Public Utilities")

- Taxa de rendibilidade máxima permitida ("cost of service" ou "rate of return regulation (ROR)" ou método americano) e,
- Controlo directo dos preços ("price-cap regulation" ou método europeu).

O método de regulação da taxa de rendibilidade máxima permitida foi apresentado, pela primeira vez, em 1962, por Averch and Jonhson (A-J), sendo que o seu principal resultado é o de permitir à empresa regulada actuar como se o custo de capital fosse mais barato do que na realidade o é (Santos, 1995). As deficiências do método anteriormente apresentado, (incentivo à diminuição da eficiência produtiva), na década dos anos 80 do século passado, conduziram ao desenvolvimento de um método alternativo: o método do "price-cap" ou "RPI¹⁴-X". Este método aparece pela primeira vez, em 1983, no relatório de Littlechild para aplicação à British Telecom, e consiste

¹⁴ Retail price index

na aplicação de uma restrição de regulação¹⁵, de acordo com a qual, o índice de preços dos bens oferecidos em condições de monopólio (IP) não pode exceder o índice de preços no consumidor (IPC) menos uma dada constante X, ou seja

$$IP_m \leq IPC - X \quad \text{Equação 1-9}$$

1.3.2 Impactos dos regimes de regulação

Alexander, Mayer e Weeds (1996) ilustram os impactos dos dois regimes de regulação alternativos através das seguintes equação e tabela:

$$\pi = PQ - C_x Q - C_n Q \quad \text{Equação 1-10}$$

onde:

π Total dos proveitos

P é o preço unitário;

Q é a Quantidade vendida;

C_x são os Custos exógenos e,

C_n são os Custos endógenos.

A tabela seguinte mostra quais os elementos que não são ignorados pelo regulador:

¹⁵ A restrição regulatória significa que o preço médio dos bens ou serviços oferecidos pela empresa deve decrescer em pelo menos X por cento, em termos reais (ou crescer, no máximo - X por cento, se X for negativo). A parcela X é um mecanismo regulatório de incentivo à produtividade: se a empresa regulada aumentar o nível de eficiência produtiva haverá uma partilha de lucros com os consumidores através da redução das tarifas e dos preços, o que permite tratá-lo como um método de regulação com incentivos.

Tabela 1-5_ Variáveis controladas pelos diferentes métodos de regulação

Sistema Regulatório	Variável controlada pela Regulação	Variável ignorada pela regulação
A-J	PQ, C_x , C_n	-
RPI-X	P	Q, C_x , C_n

Fonte: (Alexander, Mayer e Weeds (1996))

O método "price-cap" envolve a definição dos preços num intervalo de tempo, no qual a empresa espera obter uma taxa de rendibilidade justa. Este método é do tipo "forward looking", isto é, os custos devem ser previstos com um certo nível de confiança, para que se possam definir preços razoáveis (para que seja assegurado o equilíbrio económico-financeiro da empresa regulada). O custo deste método prende-se com o risco a que a empresa está sujeita durante o período de regulação, devido a alterações dos custos controláveis e não controláveis. Estes riscos aparecem reflectidos no custo de capital, já que os investidores exigem uma taxa de rendibilidade mais alta para compensar o risco de regulação.

Na prática, a regulação "price-cap" requer revisões periódicas de modo a corrigir-se as modificações nos custos e na procura, e eventualmente passar-se os custos e/ou os benefícios para os clientes.

À empresa regulada pelo custo de serviço é garantida uma taxa de rendibilidade sobre o capital, e os seus preços são ajustados para que isso aconteça. Nesta situação a empresa suporta um risco regulatório reduzido, já que qualquer erro de previsão de custos pode ser passado rapidamente para os clientes.

No entanto, na prática a regulação "ROR" não é livre de risco, porque as revisões dos preços, embora frequentes, não permitem fazer o "pass-through" instantâneo dos custos, pelo que a empresa estará sempre sujeita a algum

risco regulatório. Quanto ao problema do incentivo à sobrecapitalização, a resposta do regulador consiste em não autorizar a realização de certos investimentos, o que se traduz na principal desvantagem do método "A-J", porque exige um conhecimento considerável dos custos da empresa regulada (Santos, 1990 e 1995).

A maior parte dos sistemas regulatórios apresentam-se como sistemas híbridos entre a taxa máxima de rendibilidade permitida e o "price-cap" puro, dependendo do tempo que medeia entre as revisões e o "pass-through" dos custos.

Em muitos países, particularmente na Europa Continental, as "Utilities" são reguladas por sistemas discricionários. Neste modo de regulação não é claro o critério de definição dos preços, e o regime de regulação não pode ser aproximado ao sistema de regulação da taxa máxima de rendibilidade permitida, nem ao "price-cap".

Cowan (1997) define que os métodos de regulação geralmente se diferenciam quanto à força dos incentivos, representada da seguinte forma:

- muito baixa ("cost of service")
- muito elevada ("price-cap").

Os resultados do trabalho desenvolvido por Alexander, Mayer e Weeds (1996), sobre uma larga amostra de países, cobrindo várias "Utilities" e diferentes métodos de regulação, são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 1-6- "Asset" beta médio por regime de regulação e sector de actividade

Força dos Incentivos	Electricidade	Gás	Energia	Água	Telecomunicações	Média
Elevados	0,57	0,84	-	0,67	0,77	0,71
Intermédios	0,41	0,57	0,64	0,46	0,70	0,60
Reduzidos	0,35	0,20	0,25	0,29	0,47	0,32

Fonte: Alexander, Colin Mayer e Helen Weeds (1996)



Estes valores mostram que os métodos de regulação, com uma força de incentivos reduzida, tende a coexistir com um valor de beta pequeno (as rendibilidades são relativamente estáveis), enquanto que, nos regimes com uma maior força de incentivos, o risco de mercado tende a ser mais elevado (as rendibilidades estão sujeitas a maiores oscilações).

2 HIPÓTESES DE TRABALHO E DADOS

2.1 HIPÓTESES DE TRABALHO

- Com base na revisão da literatura pretende mostrar-se a razão pela qual o modelo CAPM foi escolhido;
- Na estimação do prémio de risco irá utilizar-se a informação relativa à série histórica do prémio de risco para a economia dos EUA, entre 1928 e 2003, depois de verificar a sua normalidade e a estacionaridade;
- Mostrar-se-á que o risco regulatório é um factor de risco a ter em conta na remuneração do capital da EDP Distribuição, bem como, a razão pela qual a actividade de produção de energia eléctrica condiciona o risco específico do grupo EDP;
- Do exposto anteriormente na revisão da literatura¹⁶ irá mostrar-se, que o modelo CAPM (Sharpe, 1964) não pode ser utilizado directamente na determinação do custo do capital próprio da EDP Distribuição, por não se tratar de uma empresa cotada em bolsa. A EDP Distribuição faz parte do grupo EDP SA (EDP), sendo apenas possível determinar directamente o beta do capital próprio do grupo EDP, que corresponde ao declive da regressão linear da rentabilidade das suas acções face à rentabilidade do mercado no qual está cotada ;
- Devido aos problemas de autocorrelação irá mostrar-se a preferência pela frequência semanal e horizonte temporal de 1 ano;
- Devido aos problemas da relação entre o beta do capital próprio e a frequência dos dados irão ser utilizadas séries diárias, semanais e

¹⁶O beta é a medida do risco adicionado por um investidor marginal a uma carteira diversificada.

mensais do preço das acções das empresas cotadas em bolsa e comparáveis com a EDP Distribuição; Irá mostrar-se que a amplitude do intervalo de confiança do "equity" beta da frequência semanal é superior à da frequência diária;

- Tendo em conta os problemas de instabilidade do beta (Chen, 1982), irá proceder-se à homogeneização dos betas do capital próprio das empresas comparáveis com a EDP Distribuição obtidos a partir da inclinação da regressão linear da rentabilidade das acções dessas empresas, face à rentabilidade do mercado onde essas empresas estão cotadas. Esta homogeneização é feita para retirar o efeito do endividamento da empresa cotada, por o rácio do endividamento ter um efeito positivo sobre o beta (Chen 1982). Para se obter o beta dos activos, foi utilizada a seguinte equação (Damodaran (2002):

$$\beta_{equity} = \beta_{asset} [1 + (D/E) * (1 - T)] \quad \text{Equação 2-1 onde, } t \text{ é a taxa de imposto e, } D/E \text{ é o rácio do endividamento;}$$

- O impacto do método de regulação evidenciado no estudo de Alexander, Mayer e Weeds, será tido em conta na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição, pois irão ser obtidos valores dos betas, que irão assegurar a coerência dos resultados obtidos ao permitirem determinar quer o limite inferior (empresas com risco mais pequeno), quer o limite superior do seu beta (empresas com risco mais elevado);
- O valor do "asset" beta da EDP Distribuição será comparado com o valor obtido pela ERSE (2001), bem como, a remuneração do capital próprio.

2.2 DADOS

A determinação do beta do capital próprio da EDP Distribuição foi feita indirectamente, com base nas rendibilidades de acções de empresas cotadas em bolsa e nas correspondentes rendibilidades de mercado nacionais, que operam no sector energético de outros países e em diferentes regimes de regulação, para o período entre Janeiro de 1991 e Dezembro de 2003. A partir da base de dados da "Bloomberg" recolheram-se os dados relativos ao beta do capital próprio, ao desvio-padrão e ao número de observações dessas empresas, considerando frequências diárias, semanais e mensais e períodos de estimação do beta de 1, 2 e 5 anos, respectivamente. Foram também recolhidos os dados relativos ao rácio de endividamento, bem como da taxa de imposto dessas empresas durante aquele período.

No tratamento dos dados agruparam-se as empresas¹⁷ em três grupos, tendo em conta o ambiente de regulação e de integração das actividades por elas desenvolvidas, nomeadamente:

- as empresas consideradas como potenciais comparadores (comparadores directos), por serem reguladas por um método de regulação similar ao da EDP Distribuição;
- as empresas reguladas por taxa máxima de rendibilidade permitida e,
- as "Utilities".

De salientar ainda, que durante o período entre Janeiro de 1991 e Dezembro de 2003, nem sempre foram utilizados todos os betas do capital próprio das empresas consideradas como potenciais comparadores da EDP Distribuição, por terem ocorrido alterações no método de regulação, conforme se pode observar na tabela seguinte.

¹⁷ Em anexo é feita uma apresentação mais detalhada de algumas empresas comparáveis.

Tabela 2-1-Potenciais Empresas Comparáveis com a EDP Distribuição

Distribuição de energia eléctrica	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Swalec	UK	Aprox.100%	1991-1995
Swed	UK	Aprox.100%	1991-1995
Southern	UK	Aprox.100%	1991-1996
Seaboard	UK	Aprox.100%	1991-1995
London	UK	Aprox.100%	1991-1996
Midlands	UK	Aprox.100%	1991-1995
Yorkshire	UK	Aprox.100%	1991-1996
Northern	UK	Aprox.100%	1991-1996
Transporte de energia eléctrica	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
NGC	UK	Aprox.100%	entre 1996 e 2002
NGT	UK	43%	a partir de 2003
Transporte de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
BG	UK	Aprox.100%	entre 1996 e 2000
Lattice	UK	95%	entre 2001 e 2002
Distribuição de energia eléctrica	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Bandeirante	Brasil	Aprox.70%	a partir de 1995
Electropaulo	Brasil	Aprox.70%	a partir de 1995
CELESC	Brasil	Aprox.70%	a partir de 1995
CERJ	Brasil	Aprox.70%	a partir de 1995
COELCE	Brasil	Aprox.70%	a partir de 1995
CPFL	Brasil	Aprox.70%	a partir de 1995
Transporte de energia eléctrica	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
REE	Espanha	Aprox.100%	a partir de 2000
Transporte de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Enagás	Espanha	Aprox.100%	a partir de 2002
Distribuição de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Italgas	Itália	76%	a partir de 2000
ACSM Spa	Itália	49%	a partir de 2000
AMGA Spa	Itália	65%	a partir de 2000
Transporte de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
SnamReteGas	Itália	Aprox.100%	a partir de 2002
Distribuição de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Nicor Inc	USA	Aprox.64%	a partir de 2000
Distribuição de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Gas Natural RAN	Argentina	Aprox.100%	a partir de 1995
Metrogas	Argentina	Aprox.100%	a partir de 1995
Distribuidora de Gas Cuyana	Argentina	Aprox.100%	a partir de 1995
Transporte de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Transportadora de Gas del Sur	Argentina	92%	a partir de 1995
Distribuição de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Terasen	Canada	82%	a partir de 2000
Gas Metro	Canada	93%	a partir de 2001
Distribuição de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Alinta Limited	Australia	Aprox.100%	a partir de 2000
Transporte de gás	País	Resultados Operacionais resultantes da actividade regulada	Período Comparável
Australian Pipeline Trust	Australia	95%	a partir de 2002
GasNet Australia	Australia	Aprox.100%	a partir de 2000

De seguida apresenta-se um pequeno resumo dos períodos para os quais as potenciais empresas cotadas em bolsa de vários países são comparáveis com a EDP Distribuição.

■ Empresas do Reino Unido

- Na área de distribuição de energia eléctrica: Swalec, Sweb, Southern, Seeboard, London, Midlands, Yorkshire, Northern;
- Na área do transporte de energia eléctrica: NGC e NGT e,
- Na área do transporte de gás: British Gas e Lattice.

Estas empresas são consideradas comparáveis durante os anos abaixo referidos:

- Empresas de distribuição de energia eléctrica entre 1991-1996;
- Empresas de transporte de energia eléctrica e do gás desde 1996.

■ Empresas do Brasil

Na área de distribuição de energia eléctrica, o estudo centrou-se na Bandeirante, Electropaulo, Celesc, Cerj, Coelce e CPFL.

Para efeitos deste trabalho, estas empresas são consideradas comparáveis a partir de 1995.

■ Empresas de Espanha

No âmbito deste trabalho, as empresas espanholas estudadas de acordo com a área de negócio onde se inserem, são:

- Na área do transporte de energia eléctrica, a REE e,
- Na área do transporte de gás, a Enagás

A REE é comparável a partir de 2000, enquanto que a Enagás é comparável a partir de 2002.

■ Empresas de Itália

As empresas de distribuição de gás (Italgas, ACSM SPA e AMGA SPA) são comparáveis a partir de 2000, ano em que se inicia a regulação desta actividade pelo mecanismo "price-cap".

A empresa de transporte de gás (SnamReteGas) é comparável a partir de 2002, data a partir da qual se alterou o método de regulação, tendo passado de um esquema de "cost-of-service" para um mecanismo de "price-cap".

■ Empresas da Argentina

A Gas Natural Ban, a Metrogás e a Distribuidora de gás operam na área de distribuição, num ambiente de regulação baseado num esquema de remuneração com incentivos elevado desde 1995, regime que é igualmente aplicado à empresa de transporte de Gás, a Transportadora de Gas del Sur. Estas empresas são comparáveis a partir de 1995.

■ Empresas da Austrália

A Alinta Limited (Distribuidora de Gás), Australian PipelineTrust (Transportadora de gás) e GasNetAustralia são reguladas pelo mecanismo "price-cap", desde 2000.

A empresa de transporte de gás Australian Pipeline Trust, só é comparável a partir de 2002.

■ Empresas do Canadá

A Terasen e a Gaz Metro são empresas que distribuem gás natural, encontrando-se reguladas por um esquema de incentivos elevado, respectivamente desde 2000 e 2001.

■ Empresas dos EUA

A Nicor Inc é regulada por um mecanismo de incentivos elevado desde 2000.

Nas tabelas seguintes apresentam-se algumas empresas cotadas em bolsa ,que são reguladas por “Cost of Service”, bem como algumas empresas europeias integradas.

Tabela 2-2- Empresas reguladas por “cost of service” utilizadas indirectamente na determinação do custo do capital próprio da EDP Distribuição

Distribuição de energia eléctrica	País	Período Comparável
Alliant Energy	USA	a partir de 1991
Ameren	USA	a partir de 1991
Central Vermont	USA	a partir de 1991
CH Energy	USA	a partir de 1991
CMS Energy	USA	a partir de 1991
Conectiv	USA	a partir de 1991
Consolidated Edison	USA	a partir de 1991
DPL	USA	a partir de 1991
DQE	USA	a partir de 1991
DTE Energy	USA	a partir de 1991
Edison International	USA	a partir de 1991
Empire District Electric	USA	a partir de 1991
Energy East	USA	a partir de 1991
Exelon	USA	a partir de 1991

Tabela 2-3- Empresas europeias integradas utilizadas indirectamente na determinação do custo do capital próprio da EDP Distribuição

"Utilities"	País	Período Comparável
Iberdrola	Espanha	a partir de 1991
Endesa	Espanha	a partir de 1991
Union Fenosa	Espanha	a partir de 1991
Hidrocantrábico	Espanha	a partir de 1991
ENEL	Itália	a partir de 1999
RWE	Alemanha	a partir de 1991
EON	Alemanha	a partir de 1991
Electrabel	Bélgica	a partir de 1991
Fortum	Finlândia	a partir de 1999
PPC	Grécia	a partir de 2002
Scottish & Southerm (SCOT-SOUT)	UK	a partir de 1991
Scottish Power (SCOTPOW)	UK	a partir de 1991
EDP	PT	a partir de 1997

Na tabela seguinte apresentam-se as carteiras de mercado utilizadas no estudo.

Tabela 2-4-Carteiras de mercado representativas de alguns países

Portugal	PSI20
Reino Unido	FTSE 100
Espanha	IBEX35
Brasil	IBOV (BOVESPA)
Itália	MIB30
EUA	S&P500
Argentina	Merval
Canadá	S&P/TSX Composite index
Alemanha	DAX
Bélgica	Bel20
Finlândia	HEXP
Austrália	S&P/ASX 200
Grécia	FTSE/ASE 20

3 METODOLOGIA DE ESTIMAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO DA EMPRESA REGULADA

3.1 UTILIZAÇÃO DO MODELO CAPM NA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

Na tabela seguinte é feita a análise comparativa entre os vários métodos apresentados para determinar o custo de capital próprio de uma empresa.

Tabela 3-1- Análise comparativa entre algumas aproximações utilizadas para estimar o custo de capital próprio

CAPM	APT	M.Multifactorial	M.Proxy	M.Gordon
Beta relativo a uma carteira de mercado (determinado a partir de uma regressão linear)	Betas relativos a factores não especificados (determinado a partir de uma análise dos factores)	Betas relativos a factores especificados (determinado a partir de uma regressão linear)	Regressão linear dos rendimentos de uma carteira de activos financeiros sobre variáveis que traduzem as oscilações do mercado	O valor de mercado de qualquer activo reflecte o valor actual dos cash-flows que produzirá no futuro

Na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição foi utilizado o modelo CAPM.

Enquanto que no modelo CAPM, o custo do capital próprio é definido como uma função linear de um único factor (isto é, o coeficiente beta), o APT sugere que o custo do capital próprio é uma função linear de k-factores, que representam as fontes de riscos não-diversificáveis e afectam a rentabilidade dos activos. Deste modo, este modelo possui um elevado grau de subjectividade, assente na estimação dos parâmetros β_k , assim como, na selecção dos factores considerados fontes de risco não-diversificável. Por sua

vez, os custos do Modelo MultiFactorial relacionam-se directamente com a identificação dos factores macroeconómicos, sujeitos a variações ao longo de tempo, enquanto que os modelos de regressão também oferecem alguns problemas de estimação, uma vez que as variáveis traduzem o risco de mercado para um certo período.

Por fim, os principais problemas relacionados com a implementação do modelo de Gordon, são os seguintes:

- envolve um elevado grau de subjectividade, sobretudo no caso de uma empresa como a EDP Distribuição, uma empresa não cotada e cuja série de dividendos tem de ser estimada;
- como a empresa não é transaccionável, o valor de mercado do capital próprio (isto é, P_0) não é directamente observável;
- adicionalmente, é necessário estimar o $E(g)$ e o $E(D_1)$. Estes dois parâmetros são estimados geralmente a partir de séries históricas dos dividendos.

Alguns dos princípios regulatórios mais importantes na regulação são a transparência e a previsibilidade das decisões a este nível, o que contribui para reduzir significativamente o risco regulatório da empresa regulada. Assim, devem-se evitar os métodos muito complexos por traduzirem um elevado nível de subjectividade e estarem sujeitos a várias formas de implementação.

No CAPM têm de se estimar três parâmetros, o activo sem risco, o beta e o prémio de risco, não havendo por isso muito espaço para a subjectividade.

Por tudo isto, a metodologia do modelo CAPM ajusta-se melhor à análise do risco e rendibilidade.

De referir, que, tem sido este o método utilizado pela Entidade Reguladora do Sector Energético (ERSE), na determinação do custo de capital da EDP Distribuição.

A preferência por este método é, ainda, evidenciada empiricamente pelo inquérito dirigido a 392 empresas, em 1999, por John R.Graham e Campbell R.Harvey, cujos resultados mostraram que 73,5% das empresas inquiridas utilizam frequentemente o método CAPM para estimar o custo do capital.

3.2 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DO CAPM

3.2.1 Activo sem Risco a utilizar na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição

Como se disse anteriormente, a ERSE considerou, na revisão em 2001 do 2º período regulatório (2002-2004), que as taxas de juro das Obrigações do Tesouro com uma maturidade de 10 anos são uma boa aproximação da remuneração do activo sem risco. A preferência em optar pela taxa de juro dos títulos de dívida pública do país onde são colocados, também foi evidenciada nos trabalhos desenvolvidos por consultores (OFGEN e NERA, 2004). Sendo assim, a taxa de juro do activo que se irá considerar refere-se ao mercado português, com uma maturidade de 10 anos.

3.2.2 Prémio de risco a utilizar na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição

Na determinação do prémio de risco foi considerada uma aproximação histórica para estimar o prémio de risco, após se ter analisado a normalidade e a estacionaridade da série (Damodaran, 2002).

A série utilizada para determinar a estimativa do prémio de risco de mercado foi retirada do site do Professor Aswat Damodaran¹⁸, para o período 1928-2003, a qual se baseia nas rendibilidades dos stocks dos EUA que fazem parte do

¹⁸ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

índice S&P 500 e das obrigações do tesouro, com uma maturidade de 10 anos.

3.2.3 Beta a utilizar na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição

A estimação directa do beta de uma empresa regulada, como a EDP Distribuição, é limitada na prática por algumas restrições, tais como:

- a actividade regulada é exercida por uma empresa integrante de um grupo de empresas que desempenham outras actividades, reflectindo assim o beta do grupo não só o risco sistemático da actividade regulada, mas ainda o risco sistemático resultante da combinação de todas as actividades realizadas pelo grupo. Consequentemente, o beta do grupo não deve ser considerado para a remuneração da actividade regulada;
- a actividade regulada é desenvolvida por uma empresa cujas acções não são transaccionadas no mercado de capitais, razão pela qual o seu beta não pode ser estimado directamente.

Em consequência, uma alternativa à estimação directa do beta da EDP Distribuição, consiste em estimar o beta da actividade regulada, como a média dos betas observados nas empresas com actividades análogas à EDP Distribuição e que operam em ambientes semelhantes.

Esta alternativa à análise de regressão linear das rendibilidades das acções da empresa, face à rendibilidade do mercado, tem sido uma aproximação utilizada por muitos reguladores de outros países¹⁹.

De acordo com esta aproximação, o beta de uma empresa pode ser estimado tendo em conta os seguintes passos:

- 1- Identificar a actividade da empresa;

¹⁹ Os resultados de um inquérito internacional mostraram que a maioria dos reguladores utiliza a aproximação do "asset" beta médio (Nera, 2004).

- 2- Encontrar as empresas comparáveis, para as quais é possível obter os betas do capital próprio através da análise de regressão linear das rendibilidades das suas acções, face à rentabilidade do mercado;
- 3- Determinar os betas dos activos das empresas que são comparáveis com a EDP Distribuição, com base na equação 2-1;
- 4- Estimar o valor do beta do activo da EDP Distribuição a partir da média dos valores dos "asset" betas, obtidos em 3;
- 5- Estimar o custo de capital próprio da empresa pela aplicação da equação 1-1.

A pesquisa das empresas comparáveis com a EDP Distribuição foi feita de acordo com os seguintes critérios:

1º Serão comparáveis as empresas cuja actividade principal seja a distribuição de electricidade ou, as que realizem uma actividade similar.

Todavia, quando o número de empresas "puras" é pequeno, os "peer's" podem ser empresas com algum grau de semelhança, tais como, empresas de transporte de electricidade, ou de transporte/distribuição de gás; o objectivo deste critério é assegurar que o envolvimento noutras actividades não distorça significativamente a estimativa do valor beta.

O critério para verificar se se trata de uma actividade principal consiste em determinar qual o peso do cash-flow da actividade regulada no cash-flow total do grupo. Contudo, como este rácio é difícil de obter, consideram-se as seguintes aproximações:

- a contribuição da actividade regulada para a margem operacional do grupo;
- o peso das receitas da actividade regulada no total das receitas do grupo;

- o peso dos activos da actividade regulada no total dos activos líquidos do grupo.

2º Serão "peer's" as empresas cotadas em bolsa

- Os "peer's" deverão ser empresas cotadas em bolsa, porque o modelo CAPM assenta na possibilidade de estimar o risco sistemático das empresas, o qual apenas pode ser estimado a partir da informação dada pelo mercado bolsista.

3º Serão comparáveis as empresas cuja actividade seja regulada de acordo com um método de regulação semelhante ao da EDP Distribuição.

Os efeitos da regulação e as circunstâncias em que ela é implementada, podem traduzir-se em diferenças na exposição ao risco regulatório, tal como sugerido no capítulo da revisão da literatura.

De referir ainda, que a estimação do beta de uma empresa é geralmente acompanhada do erro padrão da estimativa, o que justifica ter o maior número possível de "peer's" para estimar o beta da actividade regulada. Entretanto, um maior número de "peer's", implica um menor nível de exigência no que respeita aos critérios de selecção, e, por consequência, um reduzido grau de confiança quanto ao nível de comparabilidade. É necessário, portanto, que haja um equilíbrio entre o número de empresas comparáveis e o risco de incluir na amostra "outliers".

4 ANÁLISE EMPÍRICA

4.1 ALGUNS CONDICIONAMENTOS DAS ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO GRUPO EDP²⁰

A EDP Distribuição integra o grupo EDP- Energias de Portugal, S.A., actua no Sistema Eléctrico Público²¹ (SEP) e opera na área de distribuição e comercialização de energia eléctrica. Ambas as actividades são reguladas: a actividade de distribuição, pelo método "price-cap", e as actividades de comercialização de redes (entrega de energia aos clientes SENV) e comercialização do SEP (leitura, facturação e cobrança das vendas aos clientes do SEP), por uma regulação por taxa máxima de rendibilidade.

A actividade de distribuição, bem como a de produção de energia eléctrica, são as actividades principais do grupo EDP.

No 1º semestre de 2004, a actividade de distribuição foi responsável por cerca de 30% do EBITDA²² do grupo EDP, e o seu lucro líquido, representava cerca de 10% do lucro líquido do grupo EDP.

Por sua vez, a EDP Produção é uma das empresas do grupo que actua, quer no SEP (CPPE), quer no Sistema Não Vinculado (SENV)²³. Esta empresa foi responsável por cerca de 46% do EBITDA²⁴, do grupo EDP, e o seu lucro líquido representava cerca de 72% do lucro líquido do grupo EDP. No 1º Semestre de 2004, a CPPE foi responsável por cerca de 79% das receitas de electricidade da EDP Produção. É importante salientar, que até ao momento, todas as

²⁰ A análise detalhada das actividades do grupo EDP pode ser observada no anexo 6.1.

²¹ Conforme anexo 6.1.

²² Diferença entre as receitas e os custos operacionais.

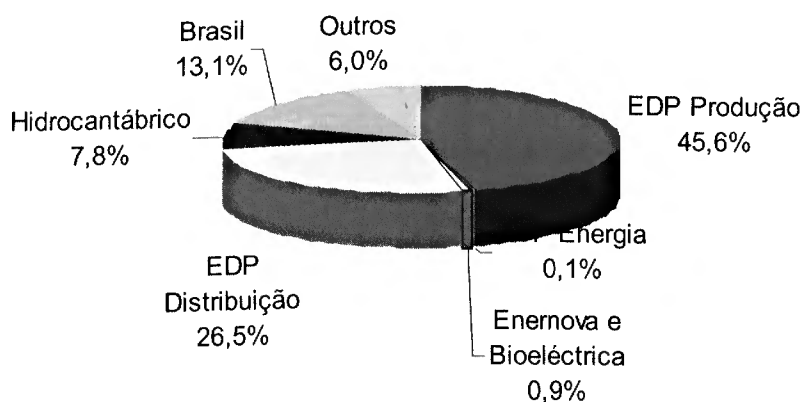
²³ Conforme anexo 6.1.

²⁴ Diferença entre as receitas e os custos operacionais.

centrais do SEP²⁵ se relacionam com a REN²⁶ através dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE's), nos termos dos quais, os produtores do SEP vendem e a REN compra toda a energia produzida pelos produtores do SEP, calculada com base nos custos médios de potência contratados naqueles contratos. Trata-se, por isso, de um negócio de risco reduzido, pois a sua produção é sempre vendida.

Na figura seguinte mostra-se a estrutura do EBITDA por empresa do grupo EDP, no 1º semestre de 2004.

Figura 4-1- Estrutura do EBITDA das empresas do grupo EDP (1º Semestre de 2004)



Fonte: EDP

Este pequeno enquadramento serve para mostrar a importância das actividades de distribuição e de produção de electricidade, e para aferir a razão pela qual estas actividades constituem factores de risco do grupo EDP.

²⁵ Além das centrais da CPPE, existem dois produtores independentes: a central Tejo Energia no Pego, na qual a EDP tem uma participação de 10%, e a central Turbogás na Tapada Outeiro, na qual a EDP detém uma participação de 20%.

²⁶ Empresa de transporte de electricidade que opera no SEP.

No caso específico da EDP Distribuição, está-se a referir ao risco de regulação, que se traduz por um beta mais elevado, no caso da actividade de produção de electricidade, quer-se salientar que o risco é específico da actividade do grupo, prendendo-se, por exemplo, com as incertezas das condições hidrológicas, com a liberalização do mercado e, mais recentemente, com a cessação antecipada dos CAE's, que irá fazer aumentar o risco desta actividade e do grupo EDP.

4.1.1 Risco Regulatório da EDP Distribuição

O risco regulatório é um factor de risco, porque os resultados operacionais da actividade da EDP no sector eléctrico são afectados pela regulamentação do sector, nomeadamente no que respeita à fixação dos preços a cobrar pela electricidade:

Desde 1998 existe um regime tarifário definido pela ERSE, segundo o qual as tarifas são revistas em períodos de 3 anos.

No primeiro período regulatório (1999-2001), a ERSE definiu as tarifas para os clientes do SEP e, para os clientes do SENV que queriam aceder às redes do SEP, assim como os parâmetros aplicados pela EDP Distribuição. Para o efeito, utilizou um mecanismo de taxa máxima de rendibilidade para regular as actividades da REN, e um mecanismo de "price-cap", com partilha de lucros na actividade de distribuição, para definir as taxas anuais de rendibilidade.

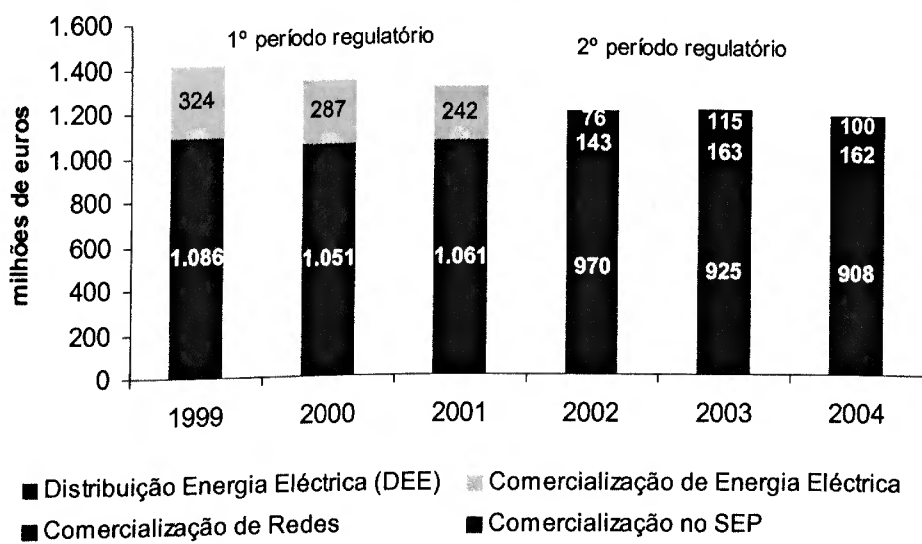
No segundo período regulatório (2002-2004), as taxas anuais foram definidas de modo semelhante, excepto para a actividade de distribuição. Assim, as tarifas definidas para a rede de distribuição assentam numa regulação "price-cap", enquanto as definidas para a comercialização de redes (entrega de energia aos clientes SENV), e comercialização do SEP (leitura, facturação e

cobrança das vendas aos clientes do SEP), assentam numa regulação por taxa máxima de rendibilidade.

As tarifas são fixadas a 15 de Dezembro de cada ano, para o ano seguinte, pela ERSE- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, a partir de dados estimados de variáveis, tais como, a procura e a base de custos . Verificando-se diferenças entre os dados estimados e os realmente verificados no ano, serão feitos ajustamentos à tarifa no ano seguinte para contabilizar estes desvios. Os ajustes tarifários apresentados nas demonstrações financeiras, reflectem o montante que será aplicado na definição das tarifas, sendo calculado com base nos custos reais, que apenas serão introduzidos dois anos depois da sua ocorrência efectiva.

Na figura seguinte, apresenta-se o nível de proveitos anuais permitidos pela ERSE, relativamente aos primeiro e segundo períodos regulatórios.

Figura 4-2- Evolução dos proveitos permitidos a preços constantes de 2004 nos dois períodos regulatórios



Fonte: (ERSE, 1999 a 2004)

Esta figura mostra a trajectória decrescente dos proveitos anuais permitidos pela ERSE, relativamente aos períodos regulatórios referidos.

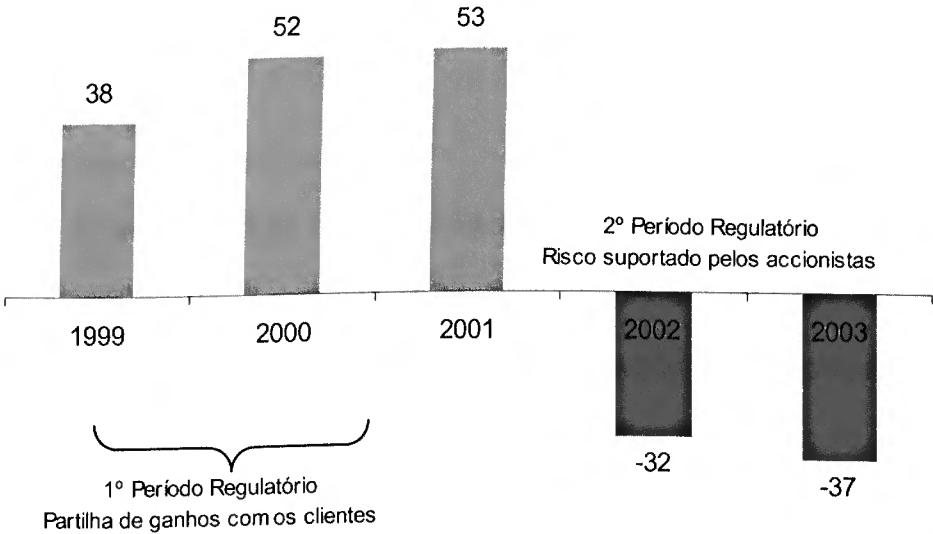
Por sua vez, o desajuste entre o cenário de consumos previsto pela ERSE no início de cada um dos períodos regulatórios e o verificado, tem levado à existência de variações significativas entre os proveitos permitidos e os verificados, introduzindo um risco elevado na actividade de Distribuição de energia eléctrica, como se pode constatar na tabela e figura seguintes.

Tabela 4-1- Evolução dos fornecimentos SEP e SENV (GWh) entre 1999 a 2003

	1999	2000	2001	2002	2003
Fornecimentos SEP+SENV (GWh) verificado	32.297	34.322	36.045	36.931	38.915
Variação anual (%)		6,3	5,0	2,5	5,4
Fornecimentos SEP+SENV (GWh) ERSE	31.348	32.760	34.026	37.620	39.310
variação verificado vs ERSE (GWh)	949	1.562	2.019	-689	-395
Variação verificado vs ERSE (%)		4,5	3,9	10,6	4,5

Fonte: ERSE, EDP

Figura 4-3- Risco regulatório para a EDP Distribuição devido ao desajuste no consumo estimado (valores nominais em milhões de euros)

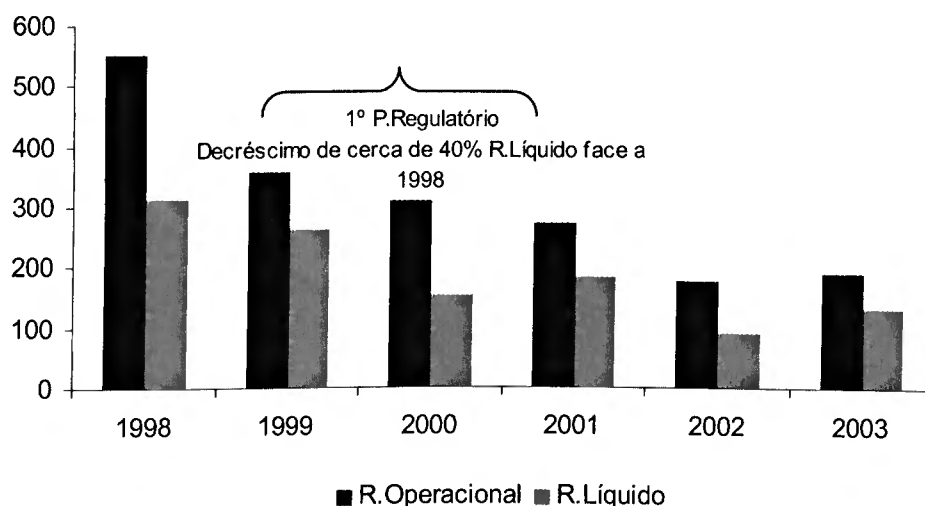


Fonte: ERSE, EDP

De facto, a ERSE tem mantido uma regulação daquela actividade (DEE), que vale cerca de 80% dos proveitos permitidos da EDP Distribuição, totalmente dependente da quantidade de energia eléctrica distribuída, com reflexos na

quebra da rentabilidade do negócio, conforme se pode observar na figura seguinte.

Figura 4-4- Evolução dos resultados da EDP Distribuição entre 1998 e 2003 (milhões de euros)



Fonte: EDP

De acordo com a figura anterior, na vigência do primeiro período regulatório verificou-se um decréscimo da ordem de 40% no resultado líquido, face ao ano de 1998.

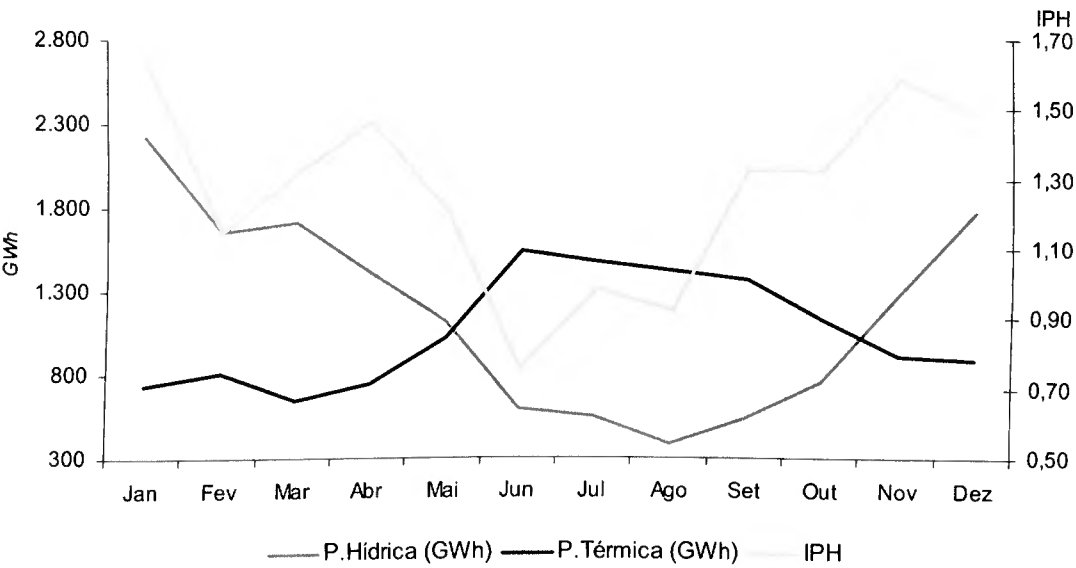
4.1.2 Risco Específico do Grupo EDP

Os centros electroprodutores hídricos representam cerca de 54% da capacidade de produção da EDP no Continente. Nos anos em que se verifiquem condições hidrológicas adversas, há que recorrer aos centros produtores térmicos, com custos variáveis de produção superiores. Este facto, tem impacto negativo no cash-flow da EDP.

Nas figuras seguintes, ilustra-se a dependência da actividade de produção de electricidade da incerteza das condições hidrológicas, durante o ano de 2003, com base nos dados da produção fornecida à REN, índice de produtividade hidroeléctrica e custo dos combustíveis médios por central. Estas figuras ilustram bem o andamento em sentidos opostos das curvas de produção hídrica e térmica, o qual depende das

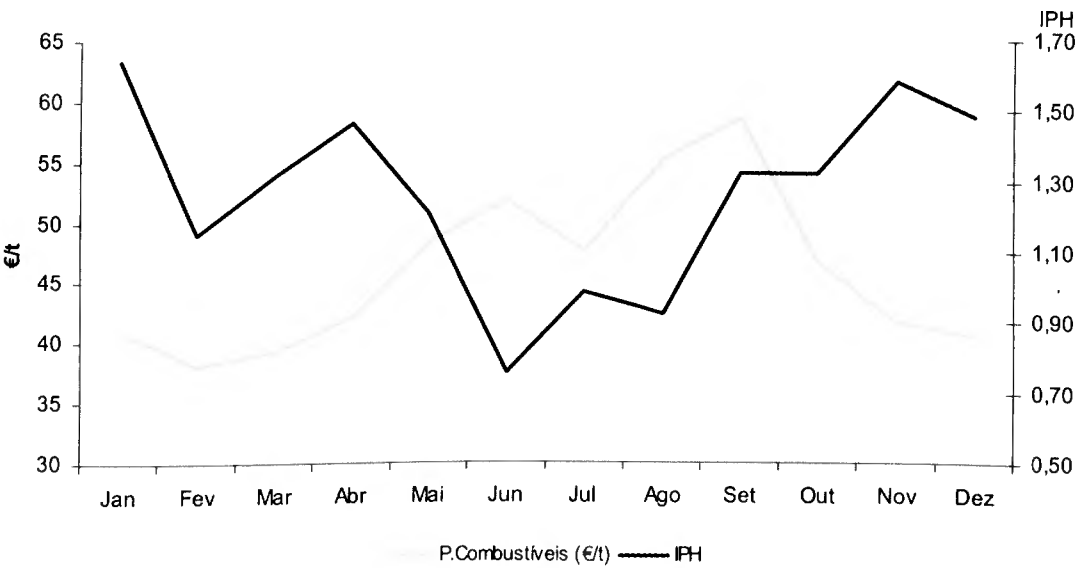
incertezas hidrológicas, com reflexos nos aumentos dos custos operacionais nos maus anos, devido ao recurso a centrais térmicas.

Figura 4-5- Evolução mensal da produção fornecida à REN e do Índice de Produtibilidade Hidroelétrica em 2003



Fonte: EDP

Figura 4-6- Evolução mensal do Índice de Produtibilidade Hidroelétrica e do custo do combustível médio por central em 2003



Fonte: EDP

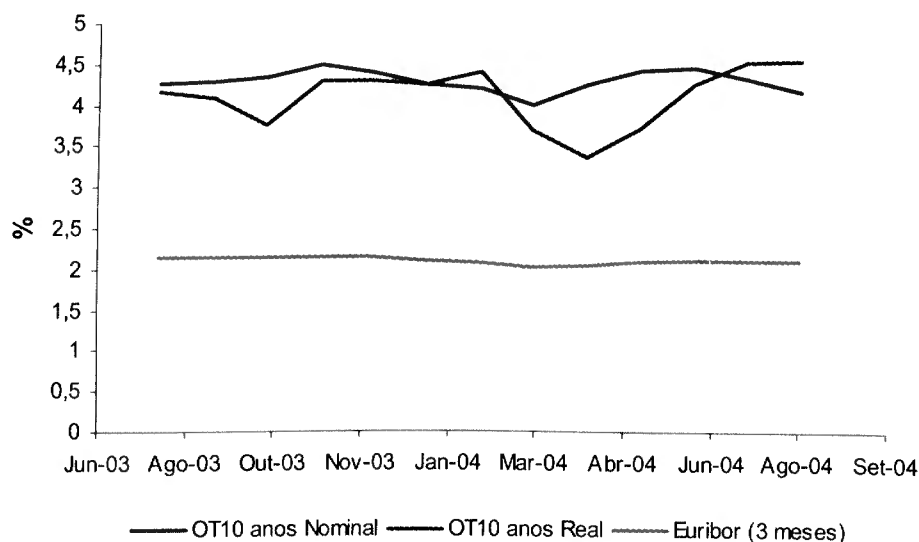
4.2 DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DO CAPM

4.2.1 Activo sem risco

A taxa de juro do activo considerada refere-se ao mercado português, com uma maturidade de 10 anos, obtida com base na média aritmética mensal dos valores verificados nos últimos 12 meses.

A figura seguinte apresenta a evolução das taxas de rendibilidade das obrigações do tesouro de Portugal de longo prazo, desde Agosto de 2003 a Agosto de 2004, e do Índice de Preços no Consumidor, assim como da taxa de juro de referência Euribor a 3 meses. Nela é observada a volatilidade das obrigações do tesouro em oposição à suave evolução da taxa de juro de curto prazo a 3 meses.

Figura 4-7- Evolução da taxa de rendibilidade das obrigações do tesouro de longo-prazo (10 anos)



Fonte: Banco de Portugal

O valor obtido para a taxa de rendibilidade de longo-prazo foi de 4,10%. Este valor situa-se fora do intervalo 2,6% e 3,2%, apontado pela ERSE (2001) na

revisão do 2º período regulatório. De referir que este valor também se afasta do valor defendido por Wright, Mason e Miles (2003): uma taxa real sem risco deve situar-se em torno de 2,5%.

Tendo em conta a integração dos mercados financeiros internacionais achou-se conveniente considerá-los. Assim, considerando a evolução das taxas de rendibilidade mensais de longo prazo a 10 anos de um mercado financeiro mais desenvolvido, como a Alemanha, para o período entre Março de 2003 e Fevereiro de 2004, o valor médio mensal obtido foi de 4,17%. Deste modo, o valor de 4,10%, para a taxa de juro real sem risco, é um valor aceitável que reflecte a actual realidade financeira portuguesa.

4.2.2 Prémio de risco

Damodaran (2002) sugere a aproximação histórica para determinar o prémio de risco, desde que se utilize uma série suficientemente longa e se proceda à investigação sobre as características dessa sucessão cronológica, por forma a concluir que se trata de uma boa aproximação ao prémio de risco.

Assim, utilizou-se a série retirada do site do Professor Aswat Damodaran²⁷, para o período 1928-2003, a qual se baseia nas rendibilidades dos "stocks" dos EUA que fazem parte do índice S&P 500 e nas rendibilidades das Obrigações do Tesouro, com uma maturidade de 10 anos, para determinar a estimativa do prémio de risco histórico de mercado.

A análise da sucessão cronológica do prémio de risco permitiu concluir que esta segue uma distribuição normal, de média 0,065375 e variância 0,0444039.

Os valores-p são muito elevados, como se pode observar na tabela seguinte:

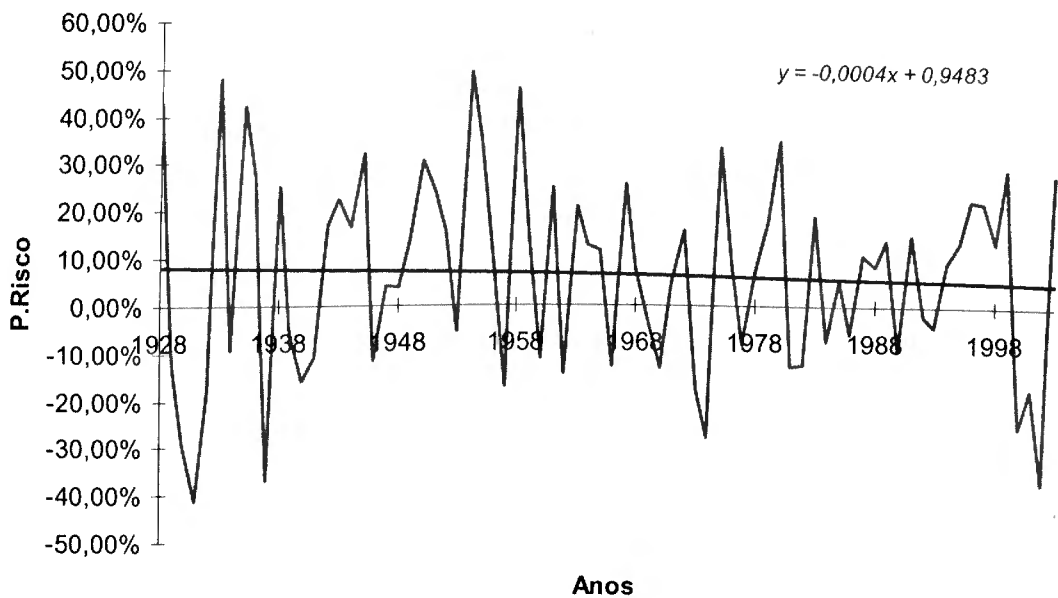
²⁷ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Tabela 4-2- Testes de normalidade à série relativa ao prémio de risco para os EUA (1928-2003)

Teste	p-value
Skewness	0,51670
Shapiro-Wilk	0,42353
Shapiro-Francia	0,59100

Na figura seguinte mostra-se a evolução do prémio de risco ao longo do tempo, bem como, o ajustamento linear do prémio de risco sobre o tempo. Concluiu-se que o tempo não é um factor com influência no comportamento do prémio de risco, pois o valor a que deve ser fixado o nível de significância para rejeitarmos a hipótese nula²⁸, é elevado (P-value =0,686)

Figura 4-8- Regressão linear do prémio de risco para os EUA no período 1928/2003



A conclusão anterior foi tirada a partir da análise da tendência da série temporal do prémio de risco. Para melhor confirmar este facto, de que não há movimentos largos ao longo do período em análise, ou seja, de que a série do

²⁸ Hipótese Nula- o factor tempo não é importante.

prémio de risco é estacionária, procedeu-se à aplicação de um teste de raízes unitárias.

O teste Dickey-Fuller aplicado permitiu obter a seguinte tendência linear:

$$PR_t = 0,615223 - 1,016089 PR_{t-1} \quad \text{Equação 4-1}$$

Concluiu-se a partir do valor da estatística ADF de -8,801, que se rejeita a hipótese nula²⁹ a um nível de significância de 5%³⁰. Como consequência, a série apresenta uma tendência estacionária.

Por sua vez, a utilização do teste de Portmanteau de ruído branco, permite obter um valor de 18,6336 para a estatística Q de Portmanteau, com um valor-p (p-value) igual a 0,9926. Como o valor-p é muito elevado, não se rejeita a hipótese nula de ruído branco, e em consequência, a série do prémio de risco é estacionária.

Assim, contraria-se a evidência de alguns autores, como Black (1976), Merton (1980), French, Schwert e Stambaugh (1987), Poterba e Summers (1988), Campbell e Hentschel (1992), que concordaram acerca da instabilidade do prémio de risco.

Deste modo, obtiveram-se os valores de 6,54% e 4,82% para o prémio de risco sobre as obrigações de longo-prazo calculados com base na média aritmética e geométrica, respectivamente.

As média aritmética e geométrica foram obtidas do seguinte modo:

$$\frac{\sum_{t=1}^n R_{i,t}}{N} \quad \text{Média aritmética Equação 4-2}$$

²⁹ Hipótese de a raiz ser unitária.

³⁰ Valor crítico a 5% é de 2,910.

$$\left(\frac{P_{i,t}}{P_{i,0}} \right)^{1/N} - 1 \text{ Média geométrica Equação 4-3,}$$

onde R_i representa a rendibilidade do activo, P_i o preço do activo e N o número de períodos.

Seguindo a recomendação de Damodaran (2002), foi utilizado o valor relativo à média geométrica de 4,82% para o prémio de risco a considerar na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição. Este valor está compreendido no intervalo considerado pela ERSE (2001).

4.2.3 Beta do capital próprio e do activo da EDP Distribuição

Com base nos dados diários dos preços das acções, correspondentes ao preço de fecho não corrigido dos dividendos, e nos dados relativos ao índice de mercado PSI 20 (para todos os dias de abertura do mercado), entre 4 de Janeiro de 1999 e 31 de Dezembro de 2003, foram obtidos valores médios diários para cada mês do ano (conforme equação 4.2, onde "N" corresponde ao número de dias).

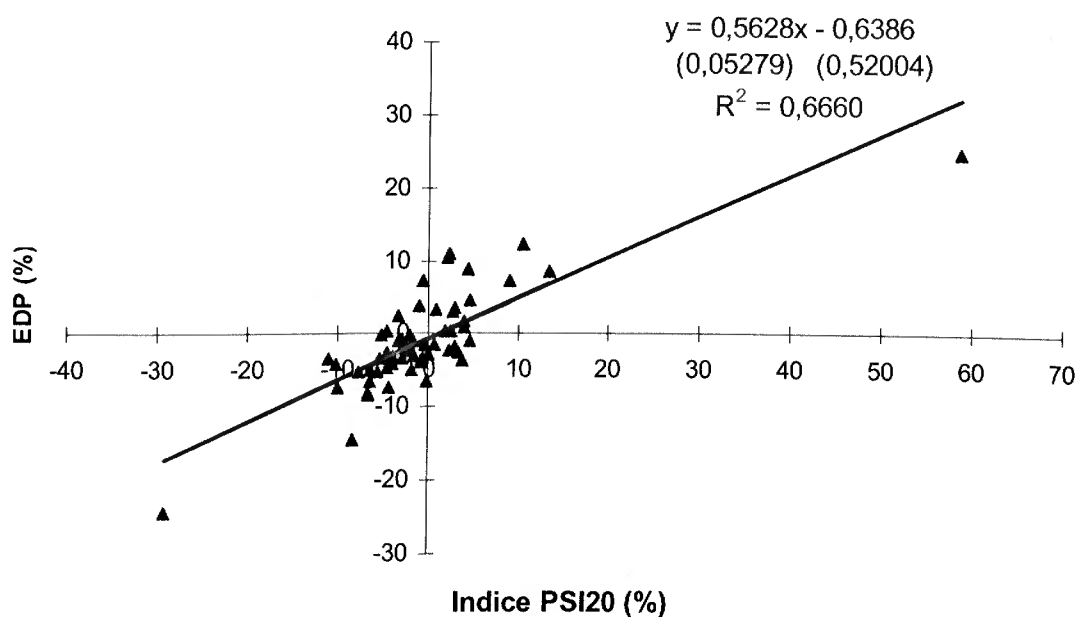
Posteriormente, calcularam-se as rendibilidades, quer do activo EDP, quer do índice PSI 20, de acordo com a seguinte fórmula:

$$R_{i,j} = \frac{P_{i,j} - P_{i,j-1}}{P_{i,j-1}} \quad \text{Equação 4-4}$$

onde $P_{i,j}$ é o preço médio diário da acção ou o valor médio diário do índice no mês j .

De seguida, utilizaram-se estes dados para obter os parâmetros do modelo CAPM. Assim, calculou-se a regressão linear das rendibilidades das acções da EDP e do índice PSI20, conforme se pode observar na figura seguinte.

Figura 4-9- Regressão linear das rendibilidades EDP versus PSI20: 1999/2003



As estatísticas da análise de regressão linear são as seguintes:

O beta do grupo EDP é de 0,56 e que sua intercepção é igual a -0,64%. Este valor é uma medida de performance do activo EDP quando comparada com $R_f (1 - \beta)$, pois permite obter a diferença conhecida por Jensen's Alpha (Damodaran, 2002), cujo valor é igual a -0,79%.

$$R_f(1 - \beta) = 0,4\%^{31} (1 - 0,56) = 0,15\% \quad \text{Equação 4-5}$$

Assim, o estudo da rendibilidade do activo EDP, sugere que este activo teve uma performance de -0,79% :

$$(\text{Intercepção}) - R_f * (1 - \beta) = -0,64\% - 0,15\% \quad \text{Equação 4-6}$$

Esta performance mostra que a acção da EDP teve uma rendibilidade inferior à esperada durante o período de regressão.

A estatística do R^2 igual a 0,666 sugere que 66,6%, do risco da EDP resulta do mercado, e que 33,4% decorre das características intrínsecas ao grupo. Esta

³¹ Procedeu-se à mensuralização da taxa de rendibilidade do activo sem risco de 4,10%.

última componente do risco pode ser diversificada, e como tal, eliminada (Campbell R. Harvey, 1997). Todavia, as incertezas hidrológicas constituem um factor que não pode ser diversificado, e portanto constitui sempre um elemento de risco para o grupo EDP.

O verdadeiro valor do beta pode estar num intervalo de valores ($\alpha = 0,45711$ e $b = 0,66854$) a um nível de confiança de 95%. O intervalo foi obtido do seguinte modo (New Bold, 2002):

$$\beta \pm \sigma_{\beta} * Z_{\alpha} \quad \text{Equação 4-7}$$

Todavia, não se pode aceitar o valor de 0,56 para o beta da EDP Distribuição, por o beta do grupo reflectir, não só o risco sistemático da actividade regulada, mas também o resultante da combinação de todas as actividades realizadas pela EDP, nomeadamente as de produção, as internacionais e as realizadas fora do sector eléctrico. Pelas razões enunciadas, o beta do grupo EDP não deve ser considerado para a remuneração da EDP Distribuição.

A taxa de rendibilidade da EDP Distribuição foi estimada a partir da análise da informação relativa a empresas directa e indirectamente comparáveis.

Foram utilizadas as séries de dados históricos das rendibilidades dessas empresas e dos índices de mercado nacionais mais representativos (ERSE, 2001), pela aplicação da técnica da análise de regressão linear.

Os valores históricos das rendibilidades das empresas cotadas em bolsa e comparáveis com a EDP Distribuição, do rácio de endividamento e das taxas de imposto, entre 1 de Janeiro de 1991 e 1 de Janeiro de 2004, foram obtidos a partir da base de dados da Bloomberg, nos períodos em que as diferentes empresas seleccionadas são comparáveis com a EDP Distribuição.

Estes valores referem-se a rendibilidades absolutas dos activos das empresas comparáveis e das carteiras de mercado representativas de cada mercado (ERSE, 2001).

Na extracção dos "equity" betas, desvios-padrões e número de observações das empresas comparáveis naquele período (atendendo, no entanto, no caso das empresas directamente comparáveis às mudanças de ambiente regulatório), foram considerados três horizontes temporais de estimação: 1, 2 e 5 anos e frequências diárias, semanais e mensais.

Com base nesta informação, foram construídas tabelas com "i" linhas e "j" colunas, para cada horizonte temporal de estimação e frequência das rendibilidades dos activos financeiros e da carteira de mercado.

Cada linha "i" da tabela descreve uma empresa comparável "Ei" e cada coluna "j" representa a variável " $V_{j, HT, f}$ " ("equity" beta, desvio-padrão ou as observações), entre 1 Janeiro de 1991 a 31 Dezembro de 2003.

Depois, determinaram-se os valores médios aritméticos relativos a cada coluna "j" :

$$\bar{V}_{j, HT, f} = \frac{\sum_{i=1}^n V_{j, HT, f}}{n} \quad \text{Equação 4-8}$$

onde n, corresponde ao número de empresas.

Por fim, a média aritmética dos valores anteriormente obtidos (conforme equação 4-8), para dado horizonte temporal de estimação e frequência das rendibilidades:

$$\bar{V}_{HT, f} = \sum_{j=1}^T \bar{V}_{j, HT, f} / T \quad \text{Equação 4-9}$$

onde T é o número de períodos.

Na tabela seguinte, mostram-se os resultados deste procedimento, nomeadamente os desvios-padrão e as observações para cada horizonte temporal e frequência dos dados e grupo de empresas comparáveis.

Observa-se que a escolha óptima seria o horizonte temporal de 5 anos, porque quanto maior for o número de observações maior é a confiança na estimativa do beta .

Tabela 4-3- Erro-padrão e número de observações para diferentes horizontes temporais na estimação do "equity" beta da EDP Distribuição

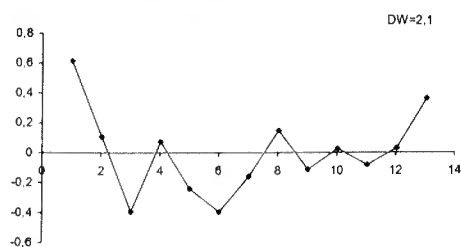
Horizonte Temporal	Comparadores Directos		Cost of service		Utilities	
	Desvio padrão	Nº Observações	Desvio padrão	Nº Observações	Desvio padrão	Nº Observações
1 ano (freq Sem.)	0,047	51	0,055	51	0,048	51
2 anos (freq Sem.)	0,030	93	0,040	102	0,034	103
5 anos (freq Sem.)	0,023	215	0,025	242	0,020	249

Todavia, o principal problema desta escolha reside na possibilidade de ocorrerem alterações estruturais significativas e problemas de autocorrelação nas séries históricas de rendibilidades dos activos e da carteira de mercado, de que resulta enviesamentos nas estimativas dos parâmetros a determinar. Algumas alterações podem identificar-se com modificações na estrutura de capital de ano para ano dessas empresas, na carteira de negócios da empresa e no seu regime regulatório.

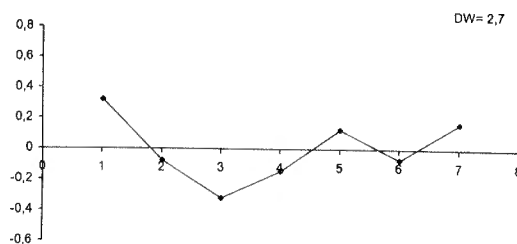
A figura seguinte, ilustra a sequência dos resíduos no tempo para as séries históricas dos "equity" betas das empresas directamente comparáveis.

Figura 4-10- Evolução dos resíduos no tempo, obtidos a partir dos ajustamentos dos "equity" betas das empresas directamente comparáveis com a EDP Distribuição sobre o tempo

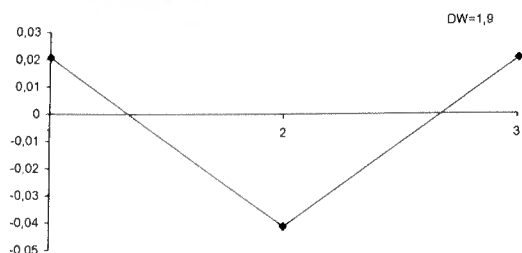
1 ano e rendibilidades semanais



2 anos e rendibilidades semanais



5 anos e rendibilidades semanais



Observa-se que nenhuma das séries enfrenta o problema da autocorrelação, embora as conclusões relativas às séries dos resíduos para o período de estimação de 2 e 5 anos, sejam limitadas pelo número de observações, não se devendo por isso concluir nada à cerca do padrão de resíduos.

Assim, o período de estimação na determinação do "equity" beta da EDP Distribuição seleccionado foi de 1 ano, que se encontra em conformidade com a janela convencional do modelo dos activos financeiros: "one-period model" (Damodaran, 2002).

Para seleccionar a frequência dos dados na determinação do "equity" beta da EDP Distribuição, foram utilizadas rendibilidades diárias e semanais, tendo em conta a janela convencional de 1 ano de estimação.

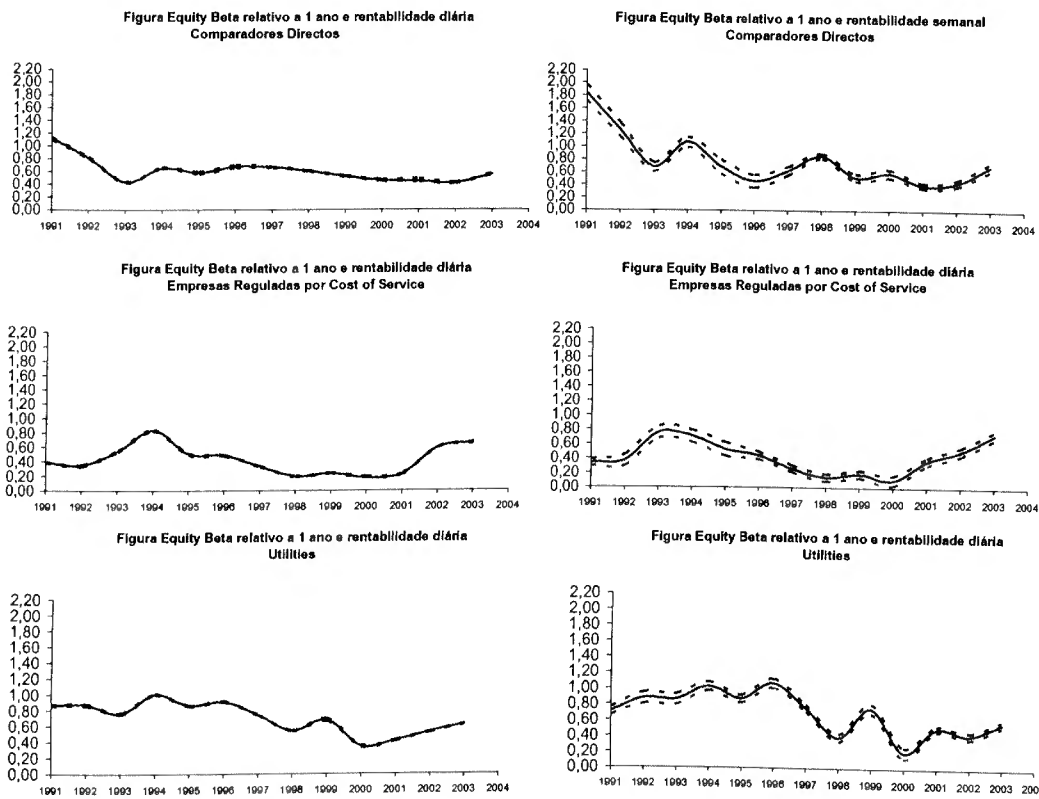
Os resultados são apresentados na tabela seguinte, confirmando-se empiricamente que o erro padrão da estimativa do beta da série diária é cerca de metade do desvio padrão da série semanal (Smithers & Co (2003).

Tabela 4-4- Erro-padrão da estimativa do "equity" beta das empresas comparáveis com a EDP distribuição para diferentes frequências dos dados e 1 ano de horizonte temporal

HT de 1 ano	Comparadores Directos		Cost of service		Utilities	
	Desvio padrão	Nº Observações	Desvio padrão	Nº Observações	Desvio padrão	Nº Observações
frequência diária	0,022	234	0,024	250	0,022	243
frequência semanal	0,047	51	0,055	51	0,048	51

Os gráficos seguintes mostram a evolução do "equity" beta para o período 1991-2003, utilizando diferentes frequências, revelando que a amplitude do intervalo de confiança a 95% das estimativas do "equity" beta é maior na frequência semanal.

Figura 4-1 1- Intervalos de confiança dos valores médios dos “equity” betas das empresas directa e indirectamente comparáveis



Recordando Smithers & Co (2003), torna-se necessário fazer um trade-off entre a frequência diária traduzida por um maior número de observações e, por consequência, um erro-padrão da estimativa do beta mais reduzido, e os enviezamentos para baixo na estimativa do beta, devido aos activos com pouca liquidez e ao seu atraso em reagir às alterações de mercado, ou os enviezamentos para cima devido à situação oposta.

Na tabela seguinte, apresentam-se os valores estimados para os “equity” betas das empresas comparáveis.

Tabela 4-5- Estimativa do "equity" beta das empresas comparáveis com a EDP Distribuição para diferentes frequências e um intervalo de estimação de 1 ano

Equity Beta

HT de 1 ano	C.Directos	Cost of service	Utilities
frequência diária	0,611	0,426	0,707
frequência semanal	0,781	0,420	0,695

Embora a precisão do beta utilizando dados semanais seja inferior, comparativamente, à frequência diária, face aos problemas relacionados com as séries diárias (Scholes and William), os valores adoptados para o "equity" beta nas três amostras correspondem à série semanal, porque deste modo se consegue reduzir o enviesamento provocado pelo não sincronismo das transacções.

Blume recomendou que o "equity" beta fosse ajustado (ajustamento ao beta do mercado). No entanto, não se procedeu desse modo, porque o objectivo é calcular o beta da actividade regulada.

Por se considerar que o endividamento exerce uma influência positiva sobre o beta, procedeu-se à homogeneização dos betas entre as várias empresas comparáveis para anular o efeito da estrutura do capital, ou seja, à transformação dos "equity" betas em "asset betas" com base na equação 2-1 apresentada no capítulo 2. O objectivo é retirar o efeito do risco de negócio onde a empresa comparável opera, assim como o risco financeiro que ela suporta.

Para esse efeito, construiu-se uma tabela, em que, cada linha "i" representa uma empresa comparável " E_i ", e cada coluna "j" descreve a variável " Z_j ", que foi determinada com base na equação 2-1. Assim, determinaram-se os valores médios aritméticos relativos a cada coluna "j" :

$$\bar{Z}_j = \frac{\sum_{i=1}^n Z_{j,1,s}}{n} \quad \text{Equação 4-10}$$

onde "n" corresponde ao número de empresas.

Por fim, calculou-se a média aritmética dos valores anteriormente obtidos (conforme equação 4-10) no período em estudo:

$$\bar{Z} = \sum_{j=1}^T \bar{Z}_j / T \quad \text{Equação 4-11}$$

onde T representa o número de períodos.

Estes valores podem ser observados na tabela seguinte.

Tabela 4-6- "Asset" Beta dos diferentes comparadores

Asset Beta	C.Directos	Cost of service	Utilities
HT de 1 ano			
frequência semanal	0,559	0,249	0,456

Confirmam-se os resultados de Alexander, Colin Mayer e Helen Weeds, isto é, as empresas sujeitas a um regime de regulação com elevados incentivos têm um beta mais elevado do que as restantes empresas sujeitas a um mecanismo regulatório por custo de serviço. Este resultado não significa que o capital investido nos comparadores directos seja menos atractivo, mas que está sujeito a um risco mais elevado, explicado pelo risco regulatório.

O resultado diferencial, de quase 0,30, não se afasta muito do valor de 0,22, que se apresenta no trabalho de comparação internacional entre empresas que operam em diferentes ambientes regulatórios e riscos de mercado, realizado por Ian Alexander, Colin Mayer e Helen Weeds, para um horizonte temporal de 5 anos e frequência diária dos dados, entre Janeiro de 1990 a Agosto de 1995, (ver tabela seguinte).

Tabela 4-7- "Asset" betas para o sector da electricidade e por regime regulatório

Força dos Incentivos	Sector Electricidade
Elevada	0,57
Intermédia	0,41
Baixa	0,35

Fonte: Alexander, Colin Mayer e Helen Weeds (1996)

Por sua vez, o cálculo dos "asset" betas das "Utilities" teve como objectivo avaliar a coerência do resultado obtido para os comparadores directos. Foi encontrada uma diferença de sinal contrário ao esperado de 0,10³², entre os "asset" beta dos comparadores directos e das "Utilities", que se pode dever à existência de actividades desenvolvidas pelas "Utilities", que são reguladas por taxa máxima de rendibilidade. De facto, no período de 1991 a 1995, apenas duas "Utilities" seleccionadas eram reguladas por um esquema de incentivos (a Scottish Hydro e a Scottish Power), sendo as restantes reguladas por um esquema muito semelhante à regulação por custo de serviço.

Uma vez estimado o limite inferior para o "asset" beta, e assegurada a coerência desse valor, propõe-se que o valor estimado de 0,559, para os comparadores directos, seja o "asset" beta esperado para a EDP Distribuição. Este valor é mais elevado que o valor de 0,42 para o "asset" beta encontrado pela ERSE em 2001, o que traduz a estimação de um risco de mercado mais elevado para as actividades desenvolvidas pela EDP Distribuição.

A transformação deste valor em "equity" beta foi efectuada assumindo uma taxa de imposto sobre os resultados de 27,21%³³ e um rácio de endividamento médio das empresas comparáveis de 0,77, para o ano de 2003³⁴. Para a

³² Esperava-se que o beta das "Utilities" fosse mais perto de 1.

³³ Em 2004 a taxa de IRC é de 25% e a derrama é de 8,83% de 25%.

³⁴ 2002 quando não havia informação.

obtenção deste valor, excluíram-se as empresas do Brasil e da Argentina³⁵ devido às condições de grande volatilidade económica observada nestes países.

Obtém-se, assim, um “equity” beta para a EDP Distribuição de 0,872.

Se se utilizar o “asset” beta estimado pela ERSE (2001), de 0,42, bem como o valor do rácio de endividamento de 0,72 por ela considerado, o valor estimado para o “equity” beta seria de 0,640, o que pressupõe a consideração de um risco de mercado inferior ao que agora se estima.

Podemos, então, determinar o custo de capital próprio da EDP Distribuição, para o que se considerou uma taxa de juro do activo sem risco de 4,10%, e um prémio de risco de 4,82%:

4.2.4 Determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição

Tendo em conta o que atrás se disse, estima-se com base na equação 1-1 um valor de 8,31% para a remuneração do capital próprio da EDP Distribuição.

Custo de capital próprio= 4,1% + 0,872 * 4,82% = 8,31% Equação 4-12

Recorde-se que este valor está condicionado pelas hipóteses de trabalho, nomeadamente a obtenção do “asset” beta da EDP Distribuição por aproximação e dos valores estimados para a remuneração do activo sem risco e do prémio de risco de mercado.

Considerando os valores estimados pela ERSE (2001), nomeadamente:

“Asset” beta	0,42
Rácio de endividamento	0,72
Obrigações do Tesouro	2,6 - 3,2%
Prémio de Risco	4 - 5%

³⁵ As empresas do Reino Unido não foram consideradas porque apenas são comparáveis no período de 1991 a 1995.



Obtém-se um valor compreendido entre 5,16 e 6,40% para a remuneração do capital próprio.

Deste modo, e recordando as atribuições da ERSE, nomeadamente a determinação da taxa de remuneração das actividades reguladas, percebe-se que o efeito do risco regulatório se pode traduzir no estabelecimento de um nível desadequado dos proveitos permitidos, com reflexos no equilíbrio económico-financeiro.

De notar mais uma vez, que este trabalho apenas se refere a uma das componentes do custo de capital, não abordando a outra componente relativa ao custo de capital alheio.

5 SUMÁRIO DAS CONCLUSÕES

Na determinação do custo de capital próprio, de entre os vários métodos apresentados, optou-se pelo CAPM, por ser o método mais simples. Os outros métodos não têm uma sustentação teórica, suficientemente clara, na escolha das variáveis relacionadas com a rentabilidade das acções (Wright S., Mason R., Miles D., Smithers, 2003).

Todavia, como a EDP Distribuição não é uma empresa cotada em bolsa, não foi possível obter o cálculo directo do beta do seu capital próprio: estimação com base na regressão linear. O beta do capital próprio da EDP Distribuição foi determinado a partir de empresas com actividades análogas à sua, aglutinadas em três grupos, de acordo com o ambiente regulatório e integração das actividades. O serviço de regressão linear da Bloomberg foi utilizado para obter os dados dos "equity" betas, do rácio de endividamento e da taxa de imposto relativos a estas empresas comparáveis. Foi escolhida a janela convencional de estimação de 1 ano (Damodaran, 2002), por não apresentar nenhum padrão dos resíduos, bem como, a frequência semanal (Smithers & CO, 2003), para evitar os enfiamentos provocados pelo não sincronismo das transacções. A coerência do valor de 0,559, obtido para o "asset" beta, foi assegurada pelo limite inferior de 0,249 para as empresas reguladas por "cost-of-service". O resultado obtido constitui uma conclusão semelhante à encontrada por Alexander (1996), nomeadamente, que o risco regulatório das empresas com controlo de preços é superior ao das empresas reguladas por "cost-of-service". Esperava-se ainda que o "asset" beta das "Utilities" fosse o limite superior, o que não se verificou apenas por uma

diferença mínima, que deriva provavelmente da existência de actividades desenvolvidas pelas "Utilities" reguladas por taxa máxima de rendibilidade.

O "asset" beta estimado é superior ao valor obtido pela ERSE de 0,42 (2001), o que teve consequências na determinação dos proveitos permitidos durante o 2º período regulatório, ao ser sido estimada uma remuneração do capital próprio mais pequena.

Quanto ao activo sem risco, outro dos parâmetros do CAPM utilizados na determinação do custo de capital próprio da EDP Distribuição, foi obtido o valor de 4,1% com base no valor médio mensal das taxas de rendibilidade das Obrigações do Tesouro, a 10 anos, entre Setembro de 2003 e Agosto de 2004. Este valor é superior ao apresentado pela ERSE (2001), entre 2,6 e 3,2%, o que se traduziu na definição de uma remuneração do capital próprio mais reduzida.

O prémio de risco de mercado foi determinado com base nos dados de uma série longa de rendibilidades de acções e Obrigações do Tesouro, a 10 anos, dos EUA após se ter aferido da normalidade e da estacionaridade da série e, utilizando a média geométrica (Damodaran, 2002). O valor obtido foi de 4,82%, muito próximo do valor da ERSE (2001), bem como, do limite superior de 5% determinado por Stauton (2003).

A remuneração do capital próprio, estimada para a EDP Distribuição, foi de 8,31%. Este valor, difere do valor determinado com base nos pressupostos utilizados pela ERSE em 2001, dando a noção de que os accionistas exigem um retorno mais elevado para as actividades desenvolvidas pela EDP Distribuição.

6 ANEXO

6.1 ANEXO 1

6.1.1 Enquadramento histórico da EDP

Os marcos históricos da EDP são os seguintes:

6.1.1.1 ATÉ AOS ANOS 90- DESENVOLVIMENTO DE UMA EMPRESA QUE INTEGROU PEQUENAS EMPRESAS DO NEGÓCIO ELÉCTRICO

A empresa pública Electricidade de Portugal EDP, E.P foi criada em 1976, após a nacionalização de algumas sociedades concessionárias que operavam no sector eléctrico, cujo objectivo era o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. As referidas actividades eram exercidas em regime exclusivo, sendo a sua actuação desenvolvida no Continente.

Os primeiros passos para a ruptura do monopólio permitindo o acesso às redes de terceiros e a separação das diversas actividades de negócio, verificam-se no princípio dos anos 90. Durante esta década, inicia-se o processo de liberalização do sector eléctrico, e consequentemente o processo de privatização da EDP.

Assim, a 8 de Janeiro de 1991, a empresa pública de Electricidade de Portugal- EDP, E.P., foi transformada em sociedade anónima de capitais exclusivamente públicos, EDP- Electricidade de Portugal, S.A.³⁶, e a 2 de Março de 1991³⁷, definiu-se uma nova estrutura para o sector eléctrico, constituída

³⁶ Nos termos do diploma D/L nº7/91, o capital social da EDP foi constituído por 250 000 000 000\$, ficando as acções representativas deste capital nas mãos do Estado, pela Direcção-Geral do Tesouro.

³⁷ D/L nº99/91

por um sistema vinculado e um sistema não vinculado. As actividades desenvolvidas pelas empresas que operavam no sistema vinculado estavam sujeitas à atribuição de licenças de concessão no caso da exploração da rede de transporte, tendo sido estabelecido o direito de acesso de terceiros às infra-estruturas das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica³⁸.

6.1.1.2 ENTRE 1991 E 2002- A TRANSFORMAÇÃO DA EDP COMO EMPRESA VERTICALMENTE INTEGRADA NUMA EMPRESA DIVERSIFICADA NA LÓGICA DE LIBERALIZAÇÃO;

O primeiro passo de reestruturação da empresa dá-se em Agosto de 1994³⁹, com o processo de cisão simples e a criação de novas sociedades anónimas, cujo capital foi realizado por destaque do seu património para as cinditárias. As sociedades, assim constituídas, deram origem ao **"Grupo EDP"**, sendo totalmente participadas directa ou indirectamente pela EDP, das quais se destacam pela relevância das actividades que integram o seu objecto, as seguintes:

- Produção: CPPE- *Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.*, titular dos grandes centros electroprodutores de electricidade; os pequenos aproveitamentos hidroeléctricos e as instalações de energias renováveis são detidas por sociedades subsidiárias;
- Transporte: REN- *Rede Eléctrica Nacional, S.A.* explora a Rede Nacional de Transporte de energia eléctrica, é responsável pela gestão global do sistema e gere o sistema de Despacho Nacional e as interligações com Espanha;

³⁸ Revogado pelo Decreto-Lei nº 182/95.

³⁹ D/L nº 131/94 de 19 Maio.

- Distribuição: a EN- Electricidade do Norte, S.A., a CENEL- Electricidade do Centro, S.A., a LTE- Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo, S.A. e a SLE- Electricidade do Sul, S.A.,

Em 1995, após a transposição da directiva 96/92/CE⁴⁰ do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro⁴¹, definiram-se as bases da organização do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), e os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e do Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV).

Com a entrada em vigor do "pacote legislativo" de 1995 deu-se início ao processo de privatização da EDP, S.A. , que se estendeu por quatro fases, entre 1997 e 2000, bem como, à concretização de algumas medidas reorganizativas do grupo EDP, tendo em vista a preparação do grupo para um quadro de liberalização, nomeadamente a:

- Fusão das 4 empresas de distribuição vinculada de energia eléctrica em MT e AT, na EDP Distribuição Energia - Energia, S.A. e a,
- Autonomização da REN, S.A., entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte, nos termos do Decreto-Lei nº 198/2000, de 24 de Agosto.

Com a privatização da EDP, e o desenvolvimento do processo de liberalização das actividades do Sector Eléctrico Nacional destaca-se o seguinte:

- consagração do direito a todas as entidades, públicas ou privadas ao exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica;

⁴⁰ Mercado Interno de electricidade

⁴¹ "pacote legislativo" de 1995.

- regulação das actividades por uma entidade reguladora independente- ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos⁴².

6.1.1.3 ENTRE 2003 ATÉ AO MOMENTO- A MUDANÇA DO MODELO DE GOVERNO DE SOCIEDADE, O ASSUMIR QUE O MERCADO NATURAL DA EDP É A PENÍNSULA IBÉRICA E O REPENSAR DA POLÍTICA ENERGÉTICA QUE SE TRADUZIU NA ENTRADA NO SECTOR DO GÁS. ESTE MARCO ESTÁ ASSOCIADO AO NOVO LOGOTIPO DA EMPRESA O QUAL CORPORIZA OS VALORES QUE SE PRETENDE PASSAR PARA OS CLIENTES NO ÂMBITO IRREVERSÍVEL DA LIBERALIZAÇÃO: TRANSPARÊNCIA, PROXIMIDADE E SIMPLICIDADE.

Actualmente, a EDP detém 30% do capital da REN, empresa que mantém a exclusividade do transporte de electricidade em Portugal e promove investimentos significativos ao nível de sociedades na área de electricidade em Espanha e no Brasil. O capital social do grupo EDP tem a seguinte composição accionista:

- 26,1% é detido, directamente ou indirectamente, pelo Estado;
- 4,84% detido pela Caixa Geral de Depósitos;
- 5,05% detido pelo Banco Comercial Português;
- 5% detido pela Iberdrola ,
- 2% detido pela Brisa Autoestradas de Portugal;
- 0,71% detido pela EDP S.A e,
- 56,30% detido por pequenos accionistas privados.

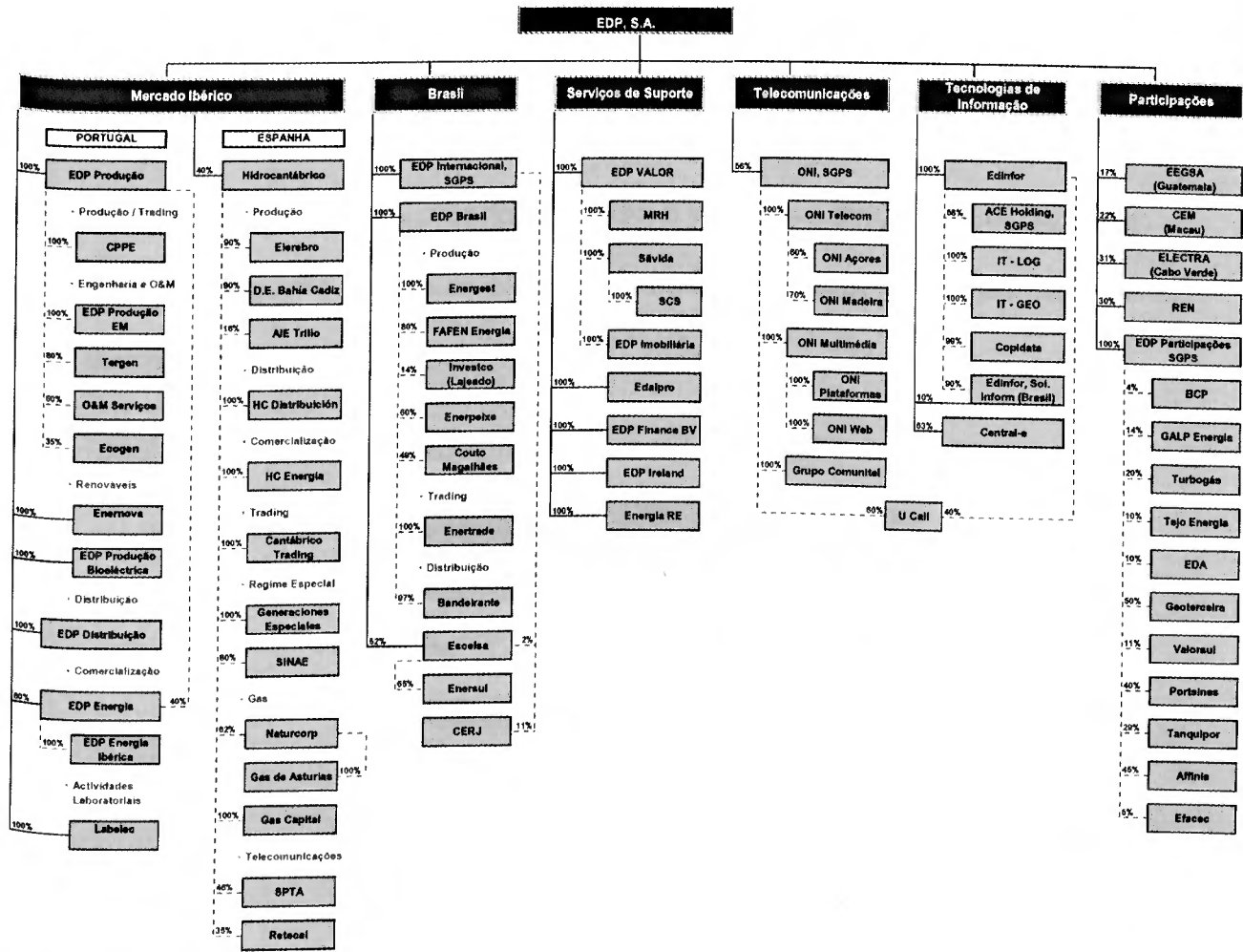
A 12 de Julho de 2004, a EDP procedeu à alteração da designação social para **EDP,S.A, Energias de Portugal**, em consequência do novo posicionamento do grupo EDP face aos mercados liberalizados da electricidade e do gás, tendo entrado numa nova fase, na qual a actividade de comercialização passou a ter mais relevo.

⁴² Criada em Fevereiro de 1997 com a designação de Entidade Reguladora do Sector Eléctrico.

Em Outubro de 2004, o governo português aprovou a 5ª fase de reprivatização do capital da EDP.

A figura seguinte mostra a estrutura actual do capital da EDP e uma lista das empresas que compõem o grupo.

Figura 6-1- As empresas do grupo EDP



Nota Geral:
As % estão arredondadas. Algumas das % apresentadas correspondem a participações indirectas.

6.1.2 Actividades do grupo EDP e um dos seus objectivos estratégicos

6.1.2.1 ACTIVIDADES DO GRUPO EDP

A electricidade é sem dúvida, o negócio principal do grupo EDP, que no entanto tem diversificado a sua área de actuação, encontrando-se no sector

das telecomunicações⁴³ (através da sua participação no capital da ONI, SGPS, S.A. (ONI) em 56%) e das tecnologias da informação (TI) (através do grupo Edinfor, líder de mercado em serviços de outsourcing e integração de sistemas de TI).

Em 2003, o volume de negócios da EDP atingiu 6 977,5 milhões de euros, dos quais mais de 90% representam vendas de electricidade, com um resultado operacional de 905,7 milhões de euros.

Em 31 de Dezembro de 2003, o activo da empresa era de 18 650,7 milhões de euros, e os seus capitais próprios atingiam o valor de 5 298,0 milhões de euros.

A tabela seguinte mostra o volume de negócios do grupo EDP, por segmento de negócio.

Tabela 6-1- Volume de negócios do grupo EDP em 2003

Exercício económico de 2003 (milhões de euros)	
Energia	6.520
Portugal	4.934
Espanha	663
Brasil	923
Telecomunicações	318
Portugal	148
Espanha	170
Informação Tecnológica	102
Outras	39
Total	6.978

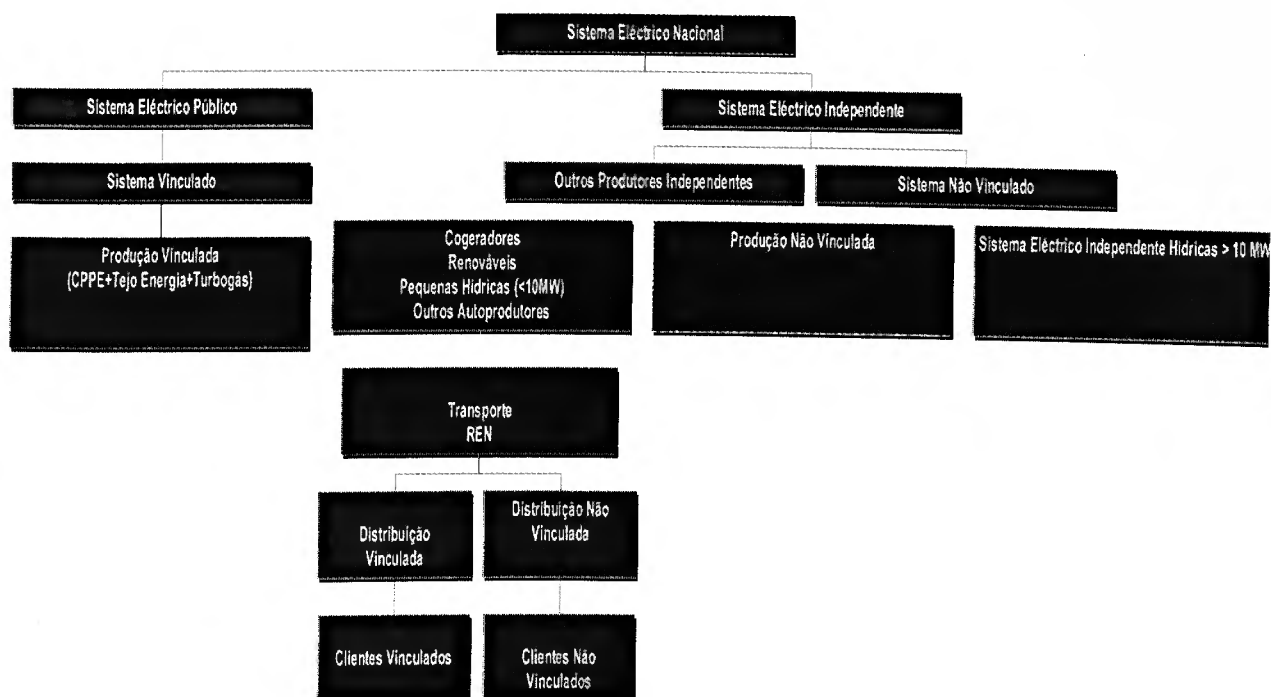
Fonte: EDP

Desde 1997, Portugal possui uma estrutura do sector do mercado de electricidade em consonância com a legislação publicada em 1995, que define as bases do sistema eléctrico nacional (SEN).

A figura abaixo ilustra a estrutura do Sistema Eléctrico Nacional.

⁴³ Identificada em 1997 como uma área com potencial crescimento.

Figura 6-2- Sistema Eléctrico Nacional



Fonte: EDP

Como se pode observar na figura anterior, o Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tem por base o Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), ou Sistema Vinculado, e o Sistema Eléctrico Independente (SEI). O acesso a qualquer um destes sistemas é livre, estando sujeito à atribuição das correspondentes licenças para as actividades de produção e distribuição de energia eléctrica.

1. SEP

O SEP assenta no conceito de serviço público, sendo responsável por assegurar obrigatoriamente o fornecimento de electricidade com adequados padrões de qualidade de serviço e o princípio da uniformidade tarifária territorial.

A 29 de Março de 2001, foi constituída a EDP Produção, a sub-holding que detém a maioria das sociedades da área de produção de electricidade,

nomeadamente a CPPE, a Soporgen e a Enernova. Em 2003, a CPPE garantiu aproximadamente 93,2% do fornecimento de electricidade em Portugal (conforme tabela seguinte).

Tabela 6-2- Evolução da *Produção Líquida do Grupo EDP*(GWh)

	1999	2000	2001	2002	2003
Centrais Hídricas (CPPE)	6.457	10.229	12.607	6.764	13.964
Centrais Térmicas	17.002	13.771	14.340	17.437	12.619
Centrais SEP	23.459	24.000	26.947	24.201	26.583
Centrais Hídricas (CPPE)	447	623	786	497	705
Centrais Térmicas					203
Centrais SENV	447	623	786	497	908
Mini-Hídricas (CPPE)			4	75	196
Eólicas	53	70	90	113	128
Biomassa	2	5	18	37	38
Cogeração		134	423	590	679
Produtores em regime especial	55	209	535	815	1.041

Fonte: EDP

Em 31 de Dezembro de 2003 o parque electroprodutor do grupo EDP⁴⁴ é constituído por centrais hídricas, térmicas (carvão, fuel, gás natural, gasóleo), de biomassa, cogeração e eólica, a que corresponde uma potência⁴⁵ instalada (máxima contratual⁴⁶) de 7.939 MW. Deste valor de potência máxima, 7.051 MW pertencem ao SEP, e 888 MW pertencem ao SEI, 54% dos quais correspondem a centrais hídricas, 27% a centrais térmicas a fuel/gás natural, 15% a centrais a carvão, 2% a centrais a gasóleo e 2% a centrais eólicas, cogeração e biomassa (conforme tabela seguinte).

⁴⁴ Actualmente opera no SEP

⁴⁵ Capacidade ou potência, é a quantidade de energia, expressa em Watt, solicitada em determinado período de tempo.

⁴⁶ Potência eléctrica máxima que pode ser obtida na central ou no grupo em cada momento e em determinado período.

Tabela 6-3 Potência Máxima do grupo EDP em 31 de Dezembro (MW)

	1999	2000	2001	2002	2003
Centrais Hídricas (CPPE)	3.903	3.903	3.903	3.903	3.903
Centrais Térmicas	3.327	3.281	3.281	3.281	3.149
Centrais SEP	7.230	7.184	7.184	7.184	7.052
Centrais Hídricas (CPPE)	270	270	270	270	255
Centrais Térmicas					392
Centrais SENV	270	270	270	270	647
Mini-Hídricas (CPPE)	39	39	39	39	56
Eólicas	20	30	40	40	65
Biomassa	9	9	9	9	9
Cogeração	0	67	67	112	111
Produtores em regime especial	68	145	155	200	241

Fonte: EDP

A distribuição da electricidade em Portugal é um negócio regulado, que é realizado pelo grupo EDP.

A actividade de distribuição de electricidade envolve:

- a transferência da electricidade do sistema de redes de transporte para fornecimento aos clientes regulados e não regulados através do sistema de redes da distribuição,
- a leitura e instalação dos contadores, e
- a comercialização aos clientes regulados.

A actividade de distribuição da electricidade no território continental é exercida quase exclusivamente pela EDP Distribuição. Com 14 áreas de distribuição da rede, a EDP Distribuição, em 2003, forneceu electricidade a 5,768 milhões de clientes, atingindo 38 916 GWh, dos quais 4 048 GWh correspondem a entregas a clientes elegíveis ou do SENV.

A 31 de Dezembro de 2003, a EDP Distribuição empregava aproximadamente 6 334 pessoas.

No período entre 1999 e 2003, o rácio "número de clientes/ empregados" aumentou de 586 para 910.

A EDP Distribuição compra a maior parte da energia que distribui à REN⁴⁷, nos termos estabelecidos nos contratos de vinculação, podendo, no entanto, de acordo com o limite fixado pela ERSE, adquirir alguma energia aos produtores do SEI (Sistema Eléctrico Independente)⁴⁸.

Num ambiente de liberalização a qualidade da rede de distribuição é de extrema importância para manter a boa imagem do grupo EDP, pelo que a gestão das perdas, quer técnicas, quer comerciais, torna-se um factor muito importante. Na tabela seguinte observa-se a evolução das perdas técnicas, no período entre 1999 e 2003.

Tabela 6-4- Evolução das perdas de distribuição de electricidade

	1999	2000	2001	2002	2003
1 Energia entregue na distribuição (GWh)	35.095	37.230	39.263	39.965	42.261
2 Perdas na distribuição (GWh)	2.756	2.875	3.183	3.008	3.259
2/1	7,9%	7,7%	8,1%	7,5%	7,7%

Fonte: EDP

47 No actual quadro regulatório é a empresa responsável pelas compras por grosso de electricidade aos produtores do SEP, através dos Contratos de Aquisição de Energia auto-produtores, dos cogeneradores, dos pequenos produtores hidroeléctricos e de outras centrais de produção a partir de fontes de energia renovável, que no âmbito da legislação em vigor no SEN actuam no SEI.

48 Cerca de 8%.

Na tabela seguinte identificam-se as despesas em investimento operacional do grupo EDP, entre 2002 e 2003.

Tabela 6-5- *Investimento Operacional do grupo EDP (milhares de euros)*

	2002	2003
Electricidade de Portugal	666.122	625.775
EDP Produção	239.366	236.083
Renováveis	47.065	39.720
EDP Distribuição	371.187	343.618
EDP Energia	8.504	6.354
Electricidade Brasil	202.757	140.275
Produção	134.275	69.067
Distribuição	66.773	70.064
Outros	1.709	1.144
Hidrocantrábico	211.938	192.504
Produção electricidade	66.548	21.234
Distribuição electricidade	68.534	46.971
Comercialização	2.237	5.246
Distribuição Gás	29.460	30.013
Regime Especial	43.133	78.267
Outros	2.026	10.773
Telecomunicações Fixas	140.803	46.182
Tecnologias de informação	41.833	55.464
Outros	45.363	7.752
Investimento Operacional	1.308.816	1.067.952

Fonte: EDP

Nos últimos anos, à actividade de distribuição corresponde uma parte significativa das despesas em investimento (28,4% em 2003) (conforme tabela anterior).

A EDP Distribuição Energia tem obrigação de permitir a ligação à rede pública e de fornecimento de energia eléctrica. Como consequência, grande parte das suas despesas de investimento estão relacionadas com a ligação dos novos clientes, a melhoria da eficiência da rede e expansão da rede (instalando novos cabos subterrâneos e novas linhas áreas) para satisfazer o crescimento da procura.

A EDP Distribuição deve cumprir determinados padrões de qualidade em conformidade com os parâmetros definidos pela DGGE no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). Este facto tem impulsionado ainda mais o seu

esforço de adaptação às novas condições de mercado, tendo-se implementado, cada vez mais, medidas tendentes a optimizar a qualidade dos serviços prestados ao cliente.

O investimento realizado ao nível da distribuição de electricidade em Portugal, em 2003, totalizou 343,6 milhões de euros comparativamente aos 371,2 milhões de euros investidos em 2002, consistindo principalmente em despesas de investimento necessárias à operação, melhoria e expansão da rede de distribuição em Portugal.

2. SENV

No sistema Eléctrico Independente (SEI) coexistem dois subsistemas, incluindo o sistema não vinculado e os outros produtores independentes. O SENV é um sistema baseado no mercado que permite aos clientes elegíveis escolher o seu fornecedor de electricidade.

Em 2003, o número total de clientes elegíveis em Portugal representou aproximadamente 45% da procura total no Continente. Em Dezembro de 2003, existiam aproximadamente 21.300 clientes elegíveis, mas apenas 2 620 manifestaram o seu interesse à ERSE⁴⁹. Em Dezembro de 2003, existiam 1 919 clientes elegíveis a actuarem no SENV⁵⁰, dos quais 1 404 eram fornecidos pela EDP Energia⁵¹ e 515 por empresas espanholas.

Os 1 404 clientes fornecidos pelo grupo EDP, representam aproximadamente 7% da electricidade vendida pelo grupo EDP e 3% das suas receitas, em 2003. Actualmente, todos os clientes são elegíveis, aguardando-se a Portaria regulamentadora do funcionamento da liberalização do mercado doméstico liberalizado.

⁴⁹ Considera-se, assim, atribuído o estatuto de cliente não vinculado.

⁵⁰ Clientes que exercem o estatuto de cliente não vinculado.

⁵¹ Grupo EDP

Como se pode observar na tabela 6-1, o grupo EDP apostou na internacionalização, sobretudo em Espanha e no Brasil.

1. Espanha

A imagem do grupo EDP como uma empresa ibérica, traduziu-se na aquisição, em 2001, de 40% do capital da Hidrocantábrico, empresa com interesses no sector da electricidade, do gás e das telecomunicações. Assim, concretizaram-se os interesses do grupo no sector do gás em Espanha através da entrada nos negócios daquela empresa, que reforçou a sua posição no sector do gás, com a compra de uma posição de 56,8% no capital da Naturcorp, com mais de 500.000 clientes e aproximadamente 10% do mercado espanhol do gás. Esta aquisição constitui o maior objectivo alcançado em Espanha no exercício de 2003, e permitiu à HidroCantábrico posicionar-se como a segunda maior empresa espanhola a operar no sector da distribuição de gás.

A capacidade instalada da Hidrocantábrico representa 5,1% da capacidade de produção espanhola. Em 2003, a Hidrocantábrico detinha uma capacidade instalada total de 2 820 MW, aproximadamente 56,9% são centrais a carvão, 13,9% corresponde a uma central de ciclo combinado, 16,1% são centrais hidroeléctricas, 1,3% são centrais de cogeração e 5,9% são centrais de energias renováveis. A Hidrocantábrico detém ainda uma posição de 15,5% na central nuclear de Trillo com 165 MW de capacidade instalada total.

Tabela 6-6- Produção líquida da Hidrocantábrico (GWh)

	2002	2003
Hidroeléctrica	771	861
Termoeléctrica	10.997	10.491
Nuclear	1.212	1.257
Ciclo Combinado	328	1546
Total	13.308	14.155

Fonte: EDP

A produção líquida entregue à rede atingiu os 14 155 GWh, valor que representa um aumento de cerca de 6,4% em relação a 2002 (conforme tabela anterior).

A quota de mercado da HidroCantábrico na produção de electricidade, em termos acumulados, situou-se no final de Dezembro em 7,6%, ligeiramente abaixo dos 7,7% verificados no final de 2002.

O total de clientes da actividade de distribuição de electricidade cifrou-se, em 561 208, mais 2,2% que em 2002.

As vendas de electricidade atingiram 8 659 GWh, mais 2,5% do que em 2002.

O crescimento de 50,2% nos clientes de electricidade deve-se ao facto de em 2003 a liberalização ter passado a abranger os clientes de baixa tensão. A comercialização de electricidade atingiu 4 712 GWh, mais 19,1% que em 2002.

2. Brasil

O sector eléctrico do Brasil é organizado a partir de um grande sistema de interligações denominado Sistema Interligação Nacional de Sistema (SIN), compreendendo empresas de electricidade do sul, do sudeste, central-ocidental, no nordeste e nas regiões do norte de Brasil, e de outros sistemas mais pequenos e isolados. As actividades de produção, transporte, de distribuição e de comercialização estão separadas juridicamente.

As actividades do grupo EDP no Brasil consistem na produção e distribuição de electricidade.

Na tabela seguinte pode observar-se a evolução da actividade de produção do grupo EDP no Brasil.

Tabela 6-7- Evolução da Potência Máxima e Produção Líquida da actividade de produção do grupo EDP no Brasil

	2002	2003
Lajeado (central hidroeléctrica)	903	903
Peixe Angilical (Central Hidroeléctrica)	452	452
Fafen (Cogeração)		54
Potência Máxima em 31 de Dezembro (MW)	1.355	1.409
Lajeado (central hidroeléctrica)	2589	4457
Peixe Angilical (Central Hidroeléctrica)		
Fafen (Cogeração)	201	167
Produção Líquida (GWh)	2.790	4.624

Fonte: EDP

As empresas de distribuição de electricidade no Brasil, em 2003, possuíam mais de 2,9 milhões de clientes, distribuíram 21 424 GWh da electricidade e tiveram uma receita de 3,2 bilhões reais, líquida de impostos.

6.1.2.2 OBJECTIVO ESTRATÉGICO DA EDP

Um dos objectivos estratégicos do grupo EDP passa pela consolidação da posição competitiva da empresa na Península Ibérica. Neste contexto, em 2001, foi adquirido o controle operacional da Hidrocantábrico, quarto maior operador de electricidade em Espanha que, por sua vez, em 2003, adquiriu a Naturcorp, o segundo maior operador de gás em Espanha.

Em Outubro de 2004, o grupo EDP dá um passo decisivo para a consolidação e expansão da sua afirmação no mercado ibérico da energia, ao decidir reforçar a sua posição na Hidrocantábrico para 95,7%.

A realização do objectivo principal do grupo EDP será concretizado ao nível do mercado ibérico de energia, face ao ambiente de liberalização que se



vive no mercado europeu e à implementação do mercado ibérico de electricidade em 2005 (MIBEL).

6.2 ANEXO 2

PEER'S DIRECTOS

Empresas do Reino Unido

Em Inglaterra (England and Wales, antes do início da privatização em 1988, as actividades de produção e transporte de energia eléctrica eram exercidas pela mesma empresa -"Central Electricity Generating Board- CEGB", enquanto que a distribuição e a comercialização de energia eléctrica eram exercidas por 12 empresas conhecidas por Areas Boards:

Eastern (UK),

East Midlands (UK),

London (UK),

Midlands (UK),

Northern (UK),

Seeboard (UK),

South Western (UK),

Southern

Yorkshire (UK)

Norweb (UK)

Swalec (UK)

Manweb (UK)

O reconhecimento da necessidade de promover a liberalização da actividade de produção de energia, que teve a sua consagração legal no Acto de electricidade de 1983, conduziu à separação dos negócios da produção e do transporte de energia eléctrica, a fim de se assegurar a ligação à rede por terceiros de um modo não discriminatório.

Esta situação verificou-se com a privatização da indústria eléctrica conhecida por "Vesting", iniciada em 1990, através da cisão da "Central Electricity Generating Board- CEGB", de que resultou a seguinte estrutura:

- A "NGC- Network Grid Company", tem como objecto o transporte de electricidade mantendo um interesse meramente residual na área da produção, nomeadamente na bombagem hidroeléctrica e,
- A produção de electricidade é agora uma actividade livre exercida em concorrência por várias empresas.

Neste novo contexto, as empresas de produção e as de comercialização terão de se relacionar na POOL e as 12 "Area Board" passam a ser conhecidas por REC- Regional Electricity Company". As empresas de distribuição (RECs) são actualmente detentoras de acções da NGC⁵², detendo o Estado inglês uma posição de Golden Share em cada uma das RECs.

No referido Acto de electricidade de 1989, estabeleceu-se o quadro legal do Sector Eléctrico, nos termos do qual as actividades exercidas pelas empresas de electricidade privatizadas passaram a ser reguladas. A regulação das actividades de monopólio natural (transporte e distribuição de energia) é feita pelo mecanismo do controlo de preços, segundo o qual o aumento dos preços das tarifas nunca será superior à inflação.

O processo regulatório foi sendo ajustado às circunstâncias e ao desenvolvimento da actuação e experiência das empresas do sector, podendo traduzir-se:

- Na independência e separação da empresa que opera no sistema de transporte de electricidade obrigando ao desinvestimento dos agentes

⁵² A posse de acções da NGC pelos RECs foi estabelecida de acordo com a sua situação contabilística a 31 de Março de 1989.

que desempenham funções nas actividades de produção e distribuição de energia eléctrica (RECs), assim como a saída da NGC da produção, por efeito do processo de reestruturação em 1995;

- Na eliminação da posição Golden Share do Estado sobre as RECs em 1995, último ano do primeiro período regulatório. Em consequência, as RECs são reduzidas a 8 empresas: a Eastern, East Midlands, London, Midlands, Northern, Seeboard, South Western and Yorkshire e passam a ser detidas por um grupo americano, a Norweb e a Swalec, de um grupo de águas do Reino Unido, e a Maweb integra a empresa Scottish Power;
- No desenvolvimento da liberalização do mercado, que culminou com a abertura total em 1999, concretizou-se, em Abril de 2000, a separação dos negócios da distribuição e da comercialização, após a discussão pública lançada para o efeito. Esta reestruturação ocorre durante o 2º período regulatório.

Os benefícios da separação entre os negócios do monopólio de redes e o sector competitivo também se verificou no sector do gás. Na sequência do relatório sobre o gás, apresentado em 1993 pela MMC Monopolies and Mergers commission, concretizou-se a separação destas actividades, donde resultou a cisão da British Gás (BG) em duas empresas, a Transco e a Centrica, que operam, respectivamente, no transporte e na comercialização de gás.

Posteriormente, no final de 2002, foi criada a National Grid Transco, pelo processo de fusão da National Grid Group (Holding da NGC) e da Lattice Group plc, cujo objecto é operar respectivamente, nas actividades de transporte de electricidade e de gás. A este propósito importa referir que entretanto se verificou a alteração da licença de transporte da Transco.

Da ponderação destas alterações regulatórias, e tendo em conta os períodos acima referidos, resultaram as opções que a seguir se explicam:

- O transporte de electricidade desde 1996, considerando a empresa NGC de 1996 a 2002, e a partir de 2003 a NGT;
- O transporte de gás desde 1996, considerando a empresa British gás de 1996 a 2000, e a Lattice a partir de 2001;
- A distribuição de electricidade durante o 1º período regulatório (1991/1995).

Empresas do Brasil

Na área de distribuição de energia eléctrica, o estudo centrou-se na Bandeirante, Electropaulo, Celesc, Cerj, Coelce e CPFL.

Neste âmbito, verificou-se que no início dos anos 60, a Electrobás- Centrais Elétricas Brasileiras S.A., criada em 1961, mantém uma posição dominante na produção e no transporte de electricidade, tendo por objectivo promover estudos e projectos de construção e operação de centrais produtoras, e de linhas de transporte e subestações, destinadas ao fornecimento de energia eléctrica ao País. Desde aquela data, a Electrobás assumiu o papel de agente do Governo Brasileiro, com funções empresariais de coordenação e integração do sector eléctrico (produção, transporte e distribuição).

A função de distribuição era exercida de forma descentralizada e fundamentalmente por empresas municipais ou privadas. As crises recorrentes verificadas a partir de 1981, resultantes especialmente de políticas tarifárias distorcidas (preços inferiores aos custos), da deterioração das relações entre as empresas distribuidoras e as produtoras, sem capacidade para financiar novos centros electroprodutores face às necessidades de aumento da capacidade instalada, conduziram à reforma do sector energético. Este



processo foi inspirado nos modelos internacionais, em que se pretende separar o produto (energia), dos serviços de transporte e de distribuição.

Consequentemente, será introduzida a concorrência nas actividades de produção e comercialização, mantendo-se as actividades de transporte e de distribuição como áreas de monopólio natural.

Nos termos da Lei de 1990, é criado o "Programa Nacional de Desestatização", através de um processo de privatizações, que engloba não só o sector eléctrico, mas também outros sectores de actividade económica, nomeadamente, a siderurgia, a petroquímica e a indústria de fertilizantes.

Simultaneamente, é publicada a legislação relativa às concessões do exercício das actividades a atribuir a entidades privadas, de que se destacam as Leis nº 8987, de Fevereiro de 1995 e nº 9074, de Junho de 1995.

Na realidade, os primeiros processos de privatização no sector eléctrico ocorrem num cenário regulatório de muitas incertezas, só corrigido com a criação da Agência Nacional de Energia Eléctrica (ANEEL), em Dezembro de 1996, e a aprovação do primeiro regulamento interno, em Dezembro de 1997, iniciando-se a regulação do transporte e da distribuição de electricidade.

As fases de privatização das empresas de distribuição de electricidade foram as seguintes:

Tabela 6-8- Empresas de distribuição de electricidade- início da privatização (Brasil)

Empresa	Data da Privatização
CERJ	Novembro de 1996
CPFL	Novembro de 1997
COELCE	Abril 1998
ELECTROPAULO	Abril 1998
CELESC	-
BANDEIRANTE	Setembro de 1998

Para o efeito deste trabalho estas empresas são consideradas comparáveis a partir de 1995.

Empresas de Espanha

Quanto ao Sector Eléctrico Espanhol a Lei 54/1997 de 27 de Novembro, estabeleceu, no âmbito nacional, as disposições relativas ao pacote de medidas de liberalização e concorrência incluídas no "Protocolo para o estabelecimento de uma nova regulação do Sistema Eléctrico Nacional" e no âmbito internacional, os objectivos e critérios mínimos de liberalização e concorrência incluídos na Directiva Comunitária sobre o Desenvolvimento do Mercado Interno da Electricidade, de 19 de Dezembro de 1996.

A Lei acima mencionada atribui à RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A (REE) a gestão da rede de transporte de energia eléctrica e, bem assim, a responsabilidade pela operação do sistema eléctrico espanhol.

Nesta conformidade, o operador da rede eléctrica de transporte constitui-se em sociedade anónima e o seu capital é aberto a outras sociedades do sector eléctrico numa percentagem nunca superior a 10%, não podendo

contudo a soma das participações accionistas de cada uma delas, em actividades do sector eléctrico, ser superior a 40 %.

Supõe-se assim, a alteração da composição accionista da REE (só o grupo ENDESA dispõe de 64,8% da REE), que viria a acontecer com a admissão das participações sociais da REE à bolsa de valores espanhola, em Julho de 1999.

De acordo com o estipulado na Lei do Sector Eléctrico, a RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A (REE) continuará a actuar como empresa de transporte de electricidade e como operador de sistema, sendo no entanto exigida a separação contabilística e de gestão destas actividades.

A REE é comparável a partir de 2000.

Quanto ao funcionamento do sistema de gás natural, sendo a reserva nacional em Espanha muito escassa, o seu aprovisionamento é assegurado através dos gasodutos internacionais e do transporte rodoviário. Entre as entidades incumbentes destaca-se o gestor técnico do sistema que é responsável pela gestão técnica da rede e pelo transporte de gás natural. Esta função é desempenhada pela ENAGÁS, com base nos princípios da transparência, objectividade e independência e que, desde Fevereiro de 2002, se encontra sujeita a um quadro regulatório de price cap dos rendimentos.

A Enagás é comparável a partir de 2002.

Peer's Indirectos – Empresas reguladas por ROR

A) **Alliant Energia Corporation SE** é um grupo de energia, com interesses em áreas reguladas de fornecimento de serviço de energia, assim como, em áreas não reguladas de serviços relacionadas com a energia.

B) A União Elétrica e a CIPSCO, duas empresas da área da energia, juntaram-se em Dezembro de 1997 para formar o grupo **Ameren Corporation,** que

fornece serviços de energia a clientes de electricidade e de gás situados no Missouri e Illinois, tem como principais operadoras: a AmerenUE e a AmerenCIPS.

C) A empresa **Vermont** é uma das maiores Utilities estatais tem por função fornecer energia e serviços com ela relacionados aos clientes de Vermont.

D) O grupo **CH Energy Group** Incorporated tem como actividade principal a comercialização de electricidade, gás natural, gás propano, fuel oil e de outros derivados do petróleo. O grupo constituiu uma holding que opera através Central Hudson and CH Services. A Central Hudson Gas & Electric fornece electricidade e gás natural aos clientes de New York e o CH Energy Group presta serviços de marketing de compra e venda de energia por grosso e a retalho, providencia a distribuição de produtos petrolíferos, de serviços de engenharia e construção de centros no Northeast and mid-Atlantic United States.

E) A **CMS energy** é uma empresa de energia integrada que opera na área de Michigan nas áreas de electricidade, produção independente e transporte de gás natural, armazenamento e processamento.

F) A **Conectiv** fornece electricidade e gás a clientes industriais e domésticos, nas áreas de Delaware, New Jersey, Maryland and Virginia.

G) A empresa **Consolidated Edison de New York** (Con Edison), é uma empresa regulada que fornece electricidade à cidade de New York, à excepção da área de Queens e à maior parte dos clientes de Westchester County. Fornece também serviços de gás natural a Manhattan, Bronx, e parte de Queens and Westchester

H) A **DPL energy** é um grupo regional fornecedor de electricidade a clientes domésticos na região West Central Ohio (DP&L), produz electricidade na

região eastern dos EUA (DPL Energy) e possui outras subsidiárias nas áreas de produção de energia renovável.

I) A **Duquesne Light Holdings**, Inc (DQE) é uma empresa de serviços de energia que opera na área sudoeste da Pennsylvania, incluindo a cidade de Pittsburgh.

J) A **DTE** constitui um dos principais fornecedores de energia e de tecnologia a ela associadas, sendo um líder crescente no trading de energia, procede à venda de electricidade, gás natural, carvão, biogás, e vapor. É um dos maiores compradores, transportadores e comerciantes de carvão, adoptando como prática de gestão, o investimento em tecnologias emergentes, tais como a distribuição e a produção de energia.

K) A **Edinson International** é uma empresa californiana que actua em nove regiões dos EUA, dedicando-se à produção e distribuição de electricidade, e ao fornecimento de serviços financeiros,

L) A **Empire District Electric** é uma empresa eléctrica que fornece serviços de electricidade nas áreas do sudoeste do Missouri e Kansas e do nordeste de Oklahoma e Arkansas, fornecendo serviços de internet, de software, de formação profissional e de água.

M) A **Energy East Corporation** é uma utility pública cuja actividade principal consiste na produção, transporte e distribuição de electricidade e gás natural, nas áreas de New York, Connecticut, Massachusetts, Maine and New Hampshire.

N) A **ExelonCorp** actua nas áreas de fornecimento de electricidade e gás natural.

Peer's Indirectos – Utilities

A) Utilities de Espanha: Iberdrola, Endesa, Union Fenosa e Hidrocántabrico

A **Iberdrola** opera no sector de electricidade há mais de 100 anos, sendo um dos grupos mais importantes ao nível mundial, com actividades centradas nas áreas de produção, transporte, distribuição e comercialização de electricidade e de gás natural.

A **Endesa S.A** constitui um dos maiores grupos do sector eléctrico do mundo e a primeira empresa eléctrica espanhola, com uma posição relevante nos mercados Ibérico-Americanos e na Europa Mediterrânica, assim como, nos sectores do gás, da cogeração e das energias renováveis. Tem como objectivo a produção, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica nos mercados espanhol e da América Latina, actuando ainda noutros negócios, nomeadamente das telecomunicações e das comunicações por cabo eléctrico (PLC).

A **UNION FENOSA** constitui um grupo empresarial com presença no sector eléctrico, assim como no do gás e das telecomunicações, tendo como principais actividades a produção, a distribuição e a comercialização de electricidade e de gás em Espanha.

A **HidroCantábrico**, criada em 1919, actualmente possuída em 95,7% pela EDP, tem como objectivo produzir, transportar e distribuir energia eléctrica e actua em áreas distintas do negócio eléctrico, como o gás e outros negócios estratégicos designadamente as telecomunicações.

B) Utilities de Itália

Criada a 27 Novembro 1962 a Enel - Ente Nazionale per l'Energia Elettrica-, com o objectivo de produzir, importar, exportar, transportar, distribuir e vender a

electricidade, constituiu-se num grupo empresarial para fazer face aos desafios da liberalização do mercado de electricidade.

C) Utilities da Alemanha

A **RWE** ocupa um dos lugares do top nas áreas de eletricidade, gás, água, resíduos e serviços, possuindo sociedades em vários países da Europa como Reino Unido, Polónia, República Checa, Eslováquia, Hungria, Áustria e Países Baixos.

A **EON** é um grupo alemão que ocupa as primeiras posições no core business da electricidade e do gás, detendo empresas em vários países da Europa como Reino Unido (EON UK), Itália (EON Itália SPA), Hungria (EON Hungria), assim como, nos EUA (LG& E Energy LLC).

D) Utilities da Bélgica

A **Electrabel** é um grupo europeu de energia, que se posiciona nos primeiros lugares da Europa, sendo líder de energia no mercado de Benelux. Desempenha actividades nas áreas de produção, distribuição, trading e vendas de energia eléctrica, gás natural, produtos de energia e serviços.

E) Utilities da Finlândia

A **Fortum** é uma empresa líder na área da energia nos países nórdicos e no mar báltico, cujas actividades se centram nas áreas de produção, distribuição e venda de eletricidade e calor, de produção, refinação e marketing do petróleo, de operação e manutenção de centrais, assim como, dos serviços de energia a elas associados. Os produtos principais são a electricidade, o calor e o vapor e combustíveis.

F) Utilities do Reino Unido

A **Scottish & Southern** é um dos maiores grupos de energia do Reino Unido, envolvido nas áreas de produção, transporte, distribuição e comercialização



de electricidade aos clientes industriais, comerciais e domésticos, no trading da energia, no marketing do gás e nas telecomunicações.

A **Scottish Power** é uma empresa internacional que actua na produção de electricidade, na operação e manutenção das redes de distribuição e no fornecimento de serviços de energia.

7 BIBLIOGRAFIA

Livros

- Brealey, Richard & Stewart Myers , Princípios de finanças empresarias, Mc Graw Hill, Quinta edição
- Damodaran, Aswath (1996), Investment Valuation (University edition)
- Newbold, Paul, William Carlson and Betty Thorne, "Statistics for business and economics",Fifth edition, Prentice Hall
- Ribeiro, José (2001), História Legislativa do Sector Eléctrico em Portugal
- Ross, Westerfield, Jaffe (1999), Corporate Finance , 2nd edition

Periódicos

- Alexander, Ian, C.Mayer and H.Weeds (1996) "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, An International Comparison" in Policy Research Working Paper
- Averch, H and L.Johson (1962), "Behavior of the firm under regulatory constraint", in American Review, Dezembro
- Beesley, M and S.Littlechild (1989), "The regulation of privatized monopolies in the UK", in Rand Journal of Economics, Autumn
- Ben-Horim, Moshe and Haim Levy, (1980), "Total risk, diversifiable risk and nondiversifiable risk: a pedagogic note", in Journal of financial and Quantitative analysis, Volume XV, nº2, Junho
- Black, F.(1976), "Studies of stock price volatility changes: In Proceedings of the 1976 Meetings of the American Statistical Society", in Business and Economics Statistics Section
- Blume, M. (1971.) "On the assessment of risk" , in Journal of Finance 26

-
- Blume, M. (1971) "*Betas and their regression tendencies*", in Journal of Finance 30
 - Bower Richard S. and Doroth H. Bower (1969), "Risk and the valuation of Common Stock", in Journal of Political Economy, Maio-Junho
 - Braeutigam, R.R (1989), "Optimal Policies for Natural Monopolies" in Handbook of Industrial Organization, Vol.II
 - Campbell. J and Hentschel (1992), "No news is good news An asymmetric model of changing volatility in stock returns", in Journal of Financial Economics, vol.31, nº2
 - Chen, Carl (1982), "Time-Series Analysis of Beta Stationarity and its Determinants: A case of Public Utilities", in Financial Management/Autumn
 - Chen, N., R. Roll. and S. Ross (1986), "Economic Forces and the Stock Market", in Journal of Business, Volume 59, nº3
 - Crum, R. and F. Brigham (1977), "On the Use of the CAPM in Public Utility Rate Cases" in Financial Management, Summer
 - Connor, G. and R.A.Korajczyk (1993), "A Test for the Number of Factors in an Approximate Factor Model", in Journal of Finance, 48
 - Cowan, S. (1997), "Privatization and Regulation of The Water Industry in England and Wales" in M.Bishop et al Privatization & Economic Performance, OUP
 - Dimson, E., P. Marsh and M. Staunton (2000), "Risk and Return in the 20th and 21st centuries", in Business Strategy Review, Vol. 11
 - Dimson, E., P. Marsh and M. Staunton (2003), "Global evidence on the Equity Risk Premium" in The Journal of Applied Corporate Finance

-
- Fama, E.F. and K.R. French (1992), "The Cross-Section of expected returns" in Journal of Finance, 47
 - Fama,E.F and K.French (2001),"The equity premium, "Journal of Finance"
 - French. K, Schwert and Stambaugh (1987), "Expected stock returns and variance", in Journal of Financial and economics, vol.17, nº1
 - Graham, John and Campbell R.Harvey (1999), "The theory and practice of corporate finance evidence from the field", in Journal of financial economics 60 (2001) 187-243
 - Herr, Richard and T.Sturn (2004), "Cost of Capital for Electricity Distribution Network Operators", in Report for EDF Energy
 - Ibbotson, R. and R.Sinquefield (1976), "Stocks, bonds, bills and inflation: Year-by-Year historical returns (1926-74)", in Journal of Business, vol.49, nº1
 - Jensen, Michael C. (1969), "Risk, the pricing of Capital Assets, and the evaluation of investment Portfolios", in Journal of Business, 42
 - Levhari and Levy (1977), "The Capital Asset Pricing Model and the Investment Horizon", in Review of Economic Studies
 - Mehra, Rajnish and Edward C. Prescott (1985), "The Equity Premium a Puzzle", in Journal of Monetary Economics 15
 - Merton, R.(1980), "On estimating the expectedreturn on the market. An exploratory investigation" in Journal of Financial Economics, December, nº8
 - Neves, J.César and Pedro M.Pimentel (2004), "The equity risk premium in Portugal in the 1990's and the Merton approach", in European Review of Economics and Finance

-
- Poterba, J. and L. Summers(1988), " Mean reversion in stock prices", in Journal of Financial Economics, October
 - Rivera, González (1997), "The Pricing of Time-Varying Beta" in Empirical Economics, 22
 - Ross, Stephen A (1976), "The arbitrage Theory of Capital Asset Pricing", in Journal of Economic Theory 13
 - Santos, Aníbal (1990) "Privatization and State Intervention (An economic Approach)" in Deregulation or Re-Regulation? Regulatory Reform in Europe and The United States
 - Santos, Aníbal (1995), "A regulação Económica de Monopólios Naturais", in Ponto de vista, nº17, Out/Nov./Dez.
 - Scholes and Williams (1977), "Estimating Betas from Nonsynchronous Data", in Journal of Financial Economics, 5
 - Sharpe, William F. (1964), "Capital Asset Prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk", in The Journal of Finance, Volume XIX, nº 3, Setembro
 - Shome, Dilip K. and Stephen D. Smith (1988), " An econometric analysis of equity costs and risk premiums in the electric utility industry: 1971-1985", in The Financial Review, Novembro
 - Shuetrim, Geoffrey (1998), "Systematic Risk Characteristics of Corporate Equity", in Research Discussion Paper 9802, February
 - Vasicek, O. (1973), "A note on using cross-sectional information in bayesian estimation of security betas" , in Journal of Finance 26
 - Wright, S., R.Mason and D.Miles (2003), "A Study into certain aspects of the cost of capital for regulated utilities in the UK" in Smithers & Co.Ltd.

Sites electrónicos

Corporate Finance: Theory and Practice - 2nd Edition (web site)

<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

www.alliantenergy.com

www.ameren.com

www.aneel.gov.br

www.bandeirante.com.br

www.bportugal.pt

www.cne.es

www.cvps.com

www.chenergygroup.com

www.cmsenergy.com

www.conectiv.com

www.dplinc.com

www.dteenergy.com

www.duquesnelight.com

www.edinson.com

www.electropaulo.com.br

www.edp.pt

www.electrabel.com

www.empiredistrict.com

www.enel.it

www.endesa.es

www.energyeast.com

www.eon.com

www.erse.pt

www.europa.eu/comm/eurostat



www.exeloncorp.com

www.cerj.com.br

www.celesc.com.br

www.cne.es

www.coelce.com.br

www.finance

www.fortum.com

www.h-c.es/

www.iberdrola.com

www.ine.pt

www.ofgem.gov.uk

www.ree.es

www.rwe.com

www.scottish-southern.co.uk

www.scottishpower.com

www.swalec.co.uk

www.sweb-energy.com

www.unionfenosa.es

Base de Dados

Bloomberg